

Markus Brautsch, Raphael Lechner

Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen

Bei dieser Veröffentlichung handelt es sich um die Kopie des Abschlußberichtes einer vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung -BMVBS- im Rahmen der Forschungsinitiative »Zukunft Bau« geförderten Forschungsarbeit. Die in dieser Forschungsarbeit enthaltenen Darstellungen und Empfehlungen geben die fachlichen Auffassungen der Verfasser wieder. Diese werden hier unverändert wiedergegeben, sie geben nicht unbedingt die Meinung des Zuwendungsgebers oder des Herausgebers wieder.

Dieser Forschungsbericht wurde mit modernsten Hochleistungskopierern auf Einzelanfrage hergestellt.

Die Originalmanuskripte wurden reprotechnisch, jedoch nicht inhaltlich überarbeitet. Die Druckqualität hängt von der reprotechnischen Eignung des Originalmanuskriptes ab, das uns vom Autor bzw. von der Forschungsstelle zur Verfügung gestellt wurde.

© by Fraunhofer IRB Verlag

2013

ISBN 978-3-8167-8932-1

Vervielfältigung, auch auszugsweise,
nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Verlages.

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau

Postfach 80 04 69
70504 Stuttgart

Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Telefon 07 11 9 70 - 25 00
Telefax 07 11 9 70 - 25 08

E-Mail irb@irb.fraunhofer.de

www.baufachinformation.de

www.irb.fraunhofer.de/bauforschung

Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen

Endbericht

Gefördert aus Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau, ein Forschungsprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

Projektlaufzeit 12/2009 – 11/2011
Aktenzeichen SF-10.08.18.7-09.36

Projektleiter Prof. Dr.-Ing. Markus Brautsch
Bearbeiter Raphael Lechner, M.Sc.

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Hochschule Amberg – Weiden

Für die fachliche Unterstützung und angenehme Zusammenarbeit bedanken wir uns bei den Mitgliedern der projektbegleitenden Arbeitsgruppe

Holger Burkhardt, Fa. Burkhardt GmbH,
Dr. Ulrich Möhl, Fa. YIT Germany GmbH,
Dr.-Ing. John Sievers, Universität Kassel,
Dr. Michael Simon, BBSR,
Dr. Klaus Thuneke, Technologie- und Förderzentrum Straubing,
Andreas Windisch, BBSR

und bei der Fa. Burkhardt GmbH.

An diesem Bericht haben mitgewirkt Roland Achatz, Thorsten Meierhofer, Christoph Vögerl, Markus Weber und Stefan Weiß.

Die Verantwortung für den Inhalt des Berichts liegt bei den Autoren

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg
Tel.: ++49 9621 / 482 - 3921
Fax: ++49 9621 / 482 – 4921
E-Mail: info@ifeam.de
www.ifeam.de

Amberg, August 2012

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	16
2	Übersicht der ausgewählten Anlagen	18
3	Methodische Vorgehensweise	21
3.1	Datenerfassung im Kontrollzyklus	21
3.2	Datenanalyse, energetische und ökologische Bilanzierung	23
3.2.1	Energiekennzahlen	23
3.2.2	Primärenergetische Betrachtung	25
3.2.3	CO ₂ -Bilanzierung	27
3.3	Wirtschaftliche Bewertung und Sensitivitätsanalyse	33
4	Auslegungsgrundlagen für Blockheizkraftwerke	37
4.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	37
4.1.1	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)	37
4.1.2	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	39
4.1.3	EU KWK-Richtlinie 2004/8/EG	40
4.1.4	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	41
4.1.5	Energiesteuergesetz (EnergieStG)	41
4.1.6	Stromsteuergesetz (StromStG)	42
4.1.7	Immissionsschutzrechtliche Regelungen	42
4.2	Dimensionierung und Betriebsstrategie von Blockheizkraftwerken	43
4.3	Einbindung von BHKW-Modulen in Energieversorgungssysteme	45
4.3.1	Hydraulische Standardschaltungen für die BHKW-Einbindung	45
4.3.2	Regelungstechnische Einbindung	50
4.3.3	Typische hydraulische Anlagenkonfigurationen in der Praxis	53
5	Ergebnisse der Begehungen vor Ort	60
5.1	Anlage 1	60
5.2	Anlagen 2 und 3	63
5.3	Anlage 4	65
5.4	Anlage 5	67
5.5	Anlage 6	69

5.6	Anlage 7	71
5.7	Anlage 8	75
5.8	Anlage 9	77
5.9	Anlage 10	81
5.10	Anlage 11	83
5.11	Anlage 12	85
5.12	Anlage 13	88
5.13	Anlage 14	90
5.14	Anlage 15	93
5.15	Anlage 16	96
5.16	Anlage 17	98
5.17	Anlage 18	100
6	Auswertung der Daten aus dem Kontrollzyklus	102
6.1	Ergebnisse der Datenauswertung	102
6.2	Vergleich der Ergebnisse mit dem aktuellem Stand der Technik	113
7	BHKW-Modellkonfigurationen	117
7.1	Modellkonfigurationen im Überblick	117
7.2	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung	121
7.2.1	KWKK Beispiel 1, Anlage 15	123
7.2.2	KWKK Beispiel 2, Anlage 9	129
7.3	Biomethan-BHKW, Anlage 11	136
7.4	Biogas-Satelliten-BHKW, Anlage 7	142
7.5	Abgasnachverstromung, Anlage 4	148
7.6	Holzgas-BHKW, Anlage 18	153
7.7	Brennstoffzellen-BHKW, Anlage 8	158
7.8	Stromgeführter BHKW-Betrieb, Anlage 6	163
7.9	BHKW-Erweiterung, Anlage 10	169
7.10	Modernisierung / Ersatzinvestition	174
7.10.1	Ersatzinvestition Beispiel 1, Anlage 5	174
7.10.2	Ersatzinvestition Beispiel 2, Anlage 12	179

7.11 Organisatorische Maßnahmen und Betriebsführung, Anlage 16.....	183
7.12 Zusammenfassung Modellkonfigurationen	188
8 Fazit aus Datenauswertung und Modellkonfigurationen.....	192
9 Handlungsempfehlungen für Planung und Betrieb	199
9.1 Handlungsempfehlungen für bestehende Anlagen	199
9.2 Handlungsempfehlungen für Neuanlagen	204
Literaturverzeichnis	209
Anhang A1 – Checklisten für Planung und Betrieb von BHKWs	211
Anhang A2 – Anlagenschemas.....	213
Anhang A3 – Berechnungsgrundlagen.....	221
Anhang A4 – Darstellung des Rechenwegs, Beispiel Anlage 9	227
Anhang A5 – Darstellung des Rechenwegs, Beispiel Anlage 12	234

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ablaufschema des Projekts.....	17
Abbildung 2: Beispiel für ein Biomethan-BHKW-Modul	20
Abbildung 3: Vergleich der verschiedenen Methoden zur CO ₂ -Allokation	31
Abbildung 4: Beispiel für die grafische Darstellung einer Sensitivitätsanalyse	36
Abbildung 5: Entwicklung des üblichen Preises in €/MWh von Quartal 3/2000 bis Quartal 3/2011 [Quelle: Bundesverband KWK e.V.]	37
Abbildung 6: Beispiel für eine BHKW-Auslegung anhand der geordneten Jahresdauerlinie	43
Abbildung 7: Standardkonfiguration Reihenschaltung nach [ASUE 2007]	47
Abbildung 8: Standardkonfiguration Parallelschaltung nach [ASUE 2007]	48
Abbildung 9: Beispiel für eine Wärmeverteilung mit der Zortström-Technologie	49
Abbildung 10: Mehrstufiger Zortström-Verteiler für ein Fernwärmenetz mit multivalenter Heizanlage [Bildnachweis: Burkhardt GmbH]	50
Abbildung 11: Direkte Anbindung des BHKWs an den Heizungsverteiler ohne Puffer (Anlage Nr. 17)	53
Abbildung 12: BHKW mit indirekter Anbindung über Pufferspeicher (Anlage Nr. 13)	54
Abbildung 13: BHKW mit Einbindung des Pufferspeichers als hydraulische Weiche (Anlage Nr. 12)	55
Abbildung 14: Serielle Verschaltung von BHKW und Kessel (Anlage Nr. 1)	56
Abbildung 15: Parallele Verschaltung von BHKW und Kessel (Anlage Nr. 15)	56
Abbildung 16: Sekundärseitige Anbindung des BHKWs an die hydraulische Weiche (Anlage Nr. 4)	57
Abbildung 17: Ungünstige serielle Verschaltung von BHKW und Brennwertkessel (Anlage Nr. 10)	58
Abbildung 18: BHKW mit Hoch- (HT) und Niedertemperaturwärmeauskopplung (NT) (Anlage Nr. 14)	59
Abbildung 19: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 1	62
Abbildung 20: Biomethan-BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 2 und 3	64
Abbildung 21: BHKW-Modul, Hackschnitzelkessel und Spitzenlastkessel Anlage 4 (von links)	66
Abbildung 22: BHKW-Modul Anlage 5	68

Abbildung 23: Fermenter (links) und BHKW-Modul (rechts) Anlage 7	71
Abbildung 24: Hydraulikschema Anlage 7	72
Abbildung 25: Brennstoffzellen-BHKW Anlage 8	76
Abbildung 26: Hydraulische Einbindung der BHKW Anlage 9	79
Abbildung 27: BHKW-Modul (links) und Absorptionskälteanlage (rechts) Anlage 9.....	80
Abbildung 28: Von links: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 10.....	82
Abbildung 29: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 11	83
Abbildung 30: BHKW-Module (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 12	87
Abbildung 31: BHKW Anlage 13	89
Abbildung 32: BHKW-Modul (links) und Austreiberkessel (rechts) Anlage 14	92
Abbildung 33: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 15	95
Abbildung 34: BHKW (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 16	97
Abbildung 35: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 17	99
Abbildung 36: BHKW-Modul (links) und Trocknungsanlage (rechts) Anlage 18	101
Abbildung 37: Elektrische Wirkungsgrade und Nutzungsgrade im Kontrollzyklus.....	104
Abbildung 38: Thermische Wirkungsgrade und Nutzungsgrade im Kontrollzyklus	104
Abbildung 39: Gesamtwirkungs- und –nutzungsgrade im Kontrollzyklus	105
Abbildung 40: Leistungs- und arbeitsbezogene Stromkennzahlen im Kontrollzyklus.....	106
Abbildung 41: Vollbenutzungsstunden im Kontrollzyklus bezogen auf elektr. und therm. Leistung	106
Abbildung 42: Deckung des Energiebedarfs durch BHKW	108
Abbildung 43: Primärenergieeinsparung nach Richtlinie 2004/8/EG	109
Abbildung 44: CO ₂ -Emissionsfaktoren für die BHKW-Strom und Wärmebereitstellung	110
Abbildung 45: Elektrische Wirkungsgrade Gas-BHKW mit Gas-Otto-Motoren.....	114
Abbildung 46: Elektrische Wirkungsgrade Pflanzenöl-BHKW mit Dieselmotoren	114
Abbildung 47: Thermische Wirkungsgrade Gas-BHKW und Pflanzenöl-BHKW	115
Abbildung 48: Gesamtwirkungsgrade Gas-BHKW und Pflanzenöl-BHKW	116
Abbildung 49: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1	123
Abbildung 50: Wärmebedarf und Wärmebereitstellung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1	126

Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse Gaspreis/Stromgutschrift Modellkonfiguration KWKK	
Beispiel 1	126
Abbildung 52: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2	129
Abbildung 53: Wärmebereitstellung durch BHKW und Kesselanlage Modellkonfiguration	
KWKK Beispiel 2	133
Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse Gaspreis/Stromgutschrift Modellkonfiguration KWKK	
Beispiel 2	133
Abbildung 55: Thermische Jahresdauerlinie Modellkonfiguration Biomethan-BHKW	137
Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Biomethan-BHKW	140
Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse Stromgutschrift Modellkonfiguration Biomethan-BHKW	141
Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse spezifische Methankosten Modellkonfiguration	
Satelliten-BHKW	147
Abbildung 59: Beispiel für eine Abgasturbine an einem Pflanzenöl-BHKW	149
Abbildung 60: Jahresdauerlinie der BHKW Modellkonfiguration Abgasturbine	150
Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Abgasturbine	152
Abbildung 62: Holzvergasungsanlage zur Gaserzeugung für ein BHKW mit 180 kW _{el}	
[Bildnachweis: Burkhardt GmbH]	153
Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Holzgas-BHKW	156
Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse Gaspreis Modellkonfiguration Brennstoffzelle	162
Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse Strompreis Modellkonfiguration Brennstoffzelle	162
Abbildung 66: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Anlage Nr. 6	165
Abbildung 67: Strombereitstellung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb	165
Abbildung 68: Wärmebereitstellung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb	166
Abbildung 69: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb	168
Abbildung 70: Thermische Jahresdauerlinie Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung	169
Abbildung 71: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung	171
Abbildung 72: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Ersatzinvestition Beispiel 1	175
Abbildung 73: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration Modernisierung/Ersatzinvestition	
Beispiel 1	178
Abbildung 74: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Ersatzinvestition Beispiel 2	179
Abbildung 75: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2	182
Abbildung 76: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration optimierte Wartung	185

Abbildung 77: Wärmebereitstellung durch BHKW und Heizkessel Ist-Zustand (Wartung Winter) und Modellkonfiguration (Wartung Sommer).....	185
Abbildung 78: Primärenergieeinsparung für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen	188
Abbildung 79: CO ₂ -Emissionsfaktoren des BHKW-Stroms für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen	189
Abbildung 80: CO ₂ -Emissionsfaktoren der BHKW-Wärme für Ist-Zustand und Modellkonfiguration	189
Abbildung 81: Spezifische Energiegestehungskosten für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen	190

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auflistung der untersuchten BHKW-Module	19
Tabelle 2: Heiz- und Brennwerte für unterschiedliche Energieträger	25
Tabelle 3: Referenzwirkungsgrade nach Richtlinie 2004/8/EG	27
Tabelle 4: CO ₂ -Äquivalente in g/kWh Endenergie (Daten aus GEMIS v4.7)	28
Tabelle 5: Brennstoff- und Strompreisannahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	34
Tabelle 6: Zuschläge nach KWKG 2002 in Ct/kWh	38
Tabelle 7: Wichtige Vergütungsregelungen für Strom aus Biomasse nach EEG 2009 und EEG 2012	40
Tabelle 8: Energiesteuersatz für verschiedene Energieträger	42
Tabelle 9: Kennzahlen aus dem Kontrollzyklus als Mittelwerte aufgeschlüsselt nach Technologien	112
Tabelle 10: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1	127
Tabelle 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1	128
Tabelle 12: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2	134
Tabelle 13: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2	135
Tabelle 14: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Biomethan-BHKW	139
Tabelle 15: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Biomethan-BHKW	140
Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Satelliten-BHKW	147
Tabelle 17: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Satelliten-BHKW	146
Tabelle 18: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Abgasnachverstromung	151
Tabelle 19: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Abgasnachverstromung	152
Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Holzgas-BHKW	156
Tabelle 21: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Holzgas-BHKW	157
Tabelle 22: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Brennstoffzellen-BHKW	160
Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Brennstoffzellen-BHKW	161
Tabelle 24: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb	167
Tabelle 25: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb	168
Tabelle 26: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung	172
Tabelle 27: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung	173

Tabelle 28: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 1.....	177
Tabelle 29: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 1	178
Tabelle 30: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2.....	181
Tabelle 31: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2	182
Tabelle 32: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration optimierte Wartung.....	186
Tabelle 33: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration optimierte Wartung	187
Tabelle 34: Verbesserungen durch die Modellkonfigurationen als Mittelwerte über alle Anlagen	191

Abkürzungsverzeichnis

AKM	Absorptionskälteanlage
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnergieStV	Energiesteuerverordnung
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäische Union
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
HT	Hochtemperatur
IEA	International Energy Agency
KKM	Kompressionskälteanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonatbrennstoffzelle)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe im Sinne des EEG
NOW	Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NT	Niedertemperatur
ORC	Organic Rankine Cycle
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäurebrennstoffzelle)
SOFC	Solide Oxide Fuel Cell (Oxidkeramische Brennstoffzelle)
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
StromStG	Stromsteuergesetz
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Formelzeichen und Indizes

Formelzeichen

A_{Br}	Brennstoffanteil	a	Jahr
H_i	Heizwert	Ct	Cent
H_s	Brennwert	€	Euro
m	Masse	g	Gramm
$\dot{m}$	Massenstrom	°C	Grad Celsius
P	Leistung	h	Stunde
PEE	Primärenergieeinsparung	kg	Kilogramm
W	Arbeit / Energie	kW	Kilowatt
VBh	Vollbenutzungsstunden	kWh	Kilowattstunde
ε_{CO_2}	CO ₂ -Emissionsfaktor	l	Liter
η	Wirkungsgrad	M	Monat
$\bar{\eta}$	Nutzungsgrad	m ³	Kubikmeter
σ	Stromkennzahl	mbar	Millibar
		MW	Megawatt
		MWh	Megawattstunde

Indizes

Br	Brennstoff	%	Prozent
el	elektrisch	t	Tonne
End	Endenergie		
ges	gesamt		
th	thermisch		
REF	Referenz		

1 Einführung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen“ wurden die Betriebs- und Anlagendaten von bundesweit 18 ausgewählten Blockheizkraftwerken im elektrischen Leistungsbereich von ca. 100 kW – 500 kW über einen Kontrollzyklus von zwölf Monaten erfasst und ausgewertet. Der Schwerpunkt lag auf Verbrennungsmotor-BHKWs mit unterschiedlichen Brennstoffen (z. B. Erdgas, Heizöl, Biogas, Pflanzenöl,...), zusätzlich wurde zum Vergleich eine Hochtemperaturbrennstoffzelle in die Untersuchung einbezogen. Auf Basis der Betriebsdatenerfassung in einem zwölfmonatigen Kontrollzyklus wurde der energetische und ökologische Ist-Zustand von 18 typischen BHKW-Anlagen im gesamten Bundesgebiet dokumentiert. Darauf aufbauend wurden anlagenspezifische Modellkonfigurationen erarbeitet, die anhand von bestehenden Anlagen praxisrelevante Möglichkeiten zur Steigerung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen aufzeigen. Die verschiedenen Modellkonfigurationen wurden im Rahmen einer Vollkostenrechnung mit Sensitivitätsanalyse und einer CO₂-Bilanz wirtschaftlich und ökologisch bewertet. Die Ergebnisse wurden schließlich zu allgemein anwendbaren Handlungsempfehlungen zur Verbesserung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit bestehender und neu geplanter BHKW-Anlagen zusammengefasst. Das Ablaufschema des Projekts ist in Abbildung 1 dargestellt.

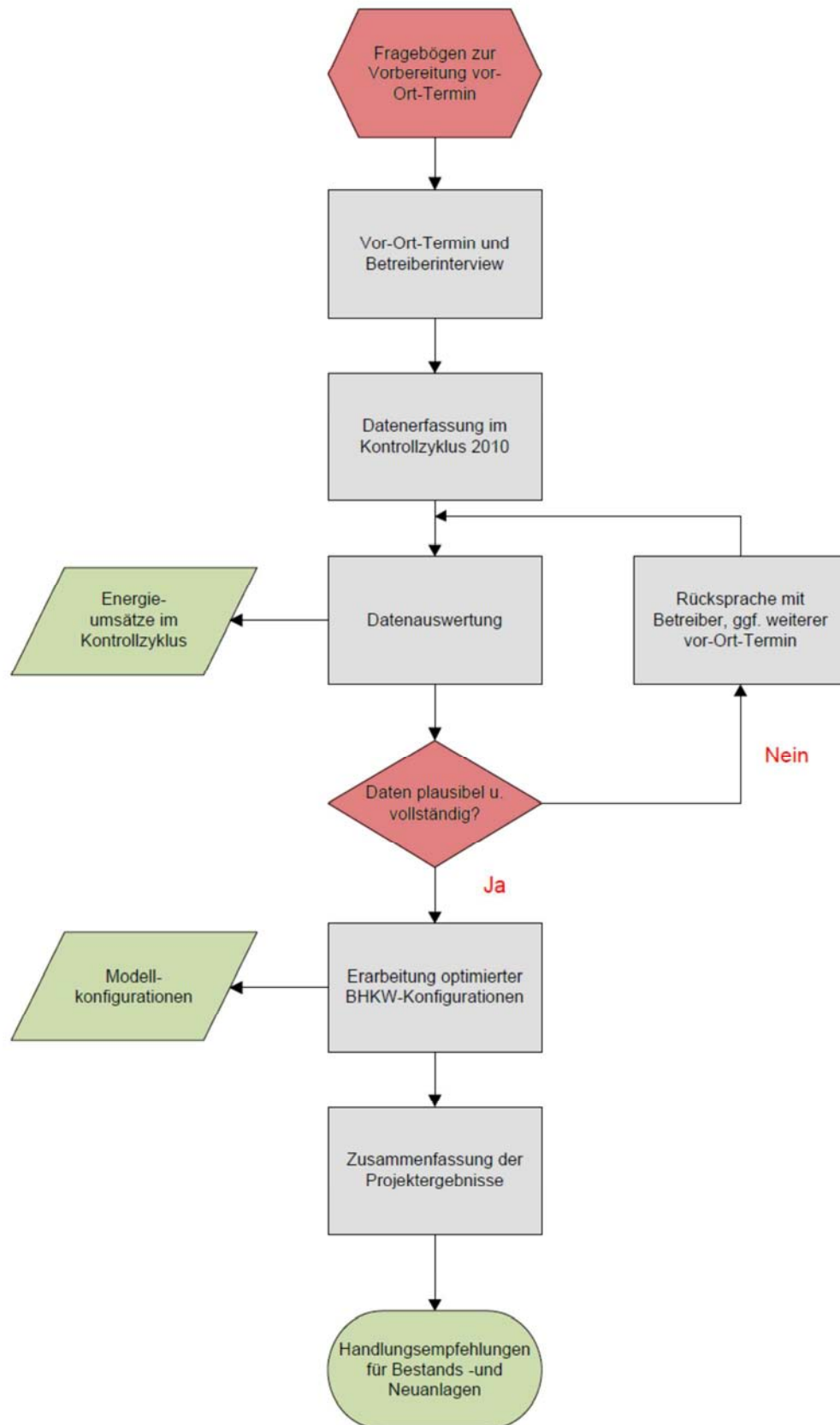


Abbildung 1: Ablaufschema des Projekts

2 Übersicht der ausgewählten Anlagen

Für das Projekt wurden bundesweit 18 Blockheizkraftwerke ausgewählt, die über einen Kontrollzyklus von zwölf Monaten untersucht wurden. Dabei wurde darauf geachtet, unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, Leistungsklassen, Brennstoffe, Betriebsweisen und Vergütungsmodelle für die erzeugte Wärme und den erzeugten Strom abzudecken. Abbildung 2 zeigt beispielhaft eine der Anlagen aus dem Projekt, ein Biomethan-BHKW-Modul mit einer elektrischen Leistung von 801 kW und einer thermischen Leistung von 942 kW. Bei den ausgewählten BHKW-Anlagen sind folgende Konfigurationen und Betriebsweisen vertreten:

- Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (16 Anlagen) und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (2 Anlagen)
- Wärmegeführter Betrieb (17 Anlagen) und stromgeführter Betrieb (1 Anlage)
- Heizwärmebereitstellung (14 Anlagen) und Prozesswärmebereitstellung (4 Anlagen)
- BHKW mit Gas-Otto-Motor (13 Anlagen), Dieselmotor (4 Anlagen) und Brennstoffzellen-BHKW (1 Anlage)
- Brennstoff Erdgas (11 Anlagen), Brennstoff Biogas (1 Anlage), Brennstoff Biomethan (2 Anlagen), Brennstoff Pflanzenöl (4 Anlagen)
- Stromeinspeisung nach EEG (7 Anlagen) und Stromeigennutzung / Überschusseinspeisung nach KWKG (11 Anlagen)

In Tabelle 1 sind die für das Projekt ausgewählten Anlagen im Überblick dargestellt, die dazugehörigen Anlagenschemas finden sich im Anhang A1.

Tabelle 1: Auflistung der untersuchten BHKW-Module

[illegible]



Abbildung 2: Beispiel für ein Biomethan-BHKW-Modul

3 Methodische Vorgehensweise

3.1 Datenerfassung im Kontrollzyklus

Bei allen ausgewählten Anlagen wurde ein Ortstermin durchgeführt, bei dem die technischen Daten erhoben und vor Ort vorhandenen Dokumente (z. B. hydraulische Anlagenschemen) gesichtet wurden und das technische Fachpersonal vor Ort interviewt wurde. Vielfach konnte das Betreiberpersonal aus langjährigen Erfahrungen heraus bereits wichtige Informationen zur Historie der Anlage, aufgetretenen Problemen und Störungsursachen sowie Verbesserungsmöglichkeiten liefern, die nach Möglichkeit im Rahmen dieses Projekt aufgegriffen wurden. Wesentliche Punkte bei der Datenerfassung vor Ort waren:

- Elektrische, thermische und Feuerungswärmeleistung der BHKW-Anlage
- Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad sowie Stromkennzahl des BHKWs
- Daten zu weiteren Wärmeerzeugern
- Ggf. Kälteleistung, Antriebsleistung und COP vorhandener Kälteanlagen
- Daten zu vorhandenen Wärme- oder Kältespeichern
- Daten zu den BHKW-Wärmeabnehmern (z. B. Gebäudebeheizung, Prozesswärme,...)
- Einbindung der BHKW-Anlage (serieller oder paralleler Betrieb zu Kessel, hydraulische Weiche, Pufferspeicher, Notkühler,...)
- Regelungsstrategie der BHKW-Anlage (Vorrangschaltung, Regelung in Abhängigkeit der Puffertemperatur, modulierender Betrieb,...)

Zusammen mit dem technischen Fachpersonal vor Ort wurden im Rahmen des Ortstermins auch die im Kontrollzyklus aufzuzeichnenden Energiedaten festgelegt. Die verfügbaren Daten wurden durch die vorhandenen Energiezähler (Strom, Gas, Wärme, Kälte), die Akzeptanz der Betreiber, den vertretbaren Aufwand für die Datenerfassung sowie Vertraulichkeitsfragen bestimmt. So wäre z. B. eine tägliche Erfassung aller Zählerstände für die meisten Betreiber unzumutbar gewesen, ebenso wie die Weitergabe von betriebswirtschaftlichen Daten (Einkaufskonditionen für Energieträger, Kosten für Contracting- oder Wartungsmodelle,...). Vor diesem Hintergrund wurden folgende mindestens zu erfassende Daten festgelegt, die jeweils über 12 volle Monate von den Betreibern aufgezeichnet wurden:

- Monatlicher Brennstoffeinsatz BHKW
- Monatliche Strom- und Wärmebereitstellung BHKW
- Monatlicher Brennstoffeinsatz Kesselanlage
- Monatliche Wärmebereitstellung Kesselanlage
- Anteil des selbst genutzten und/oder ins öffentliche Stromnetz eingespeisten BHKW-Stroms
- Monatlicher Brennstoff- bzw. Stromeinsatz für Kälteanlagen, soweit vorhanden

Diese Daten wurden von den Betreibern in der Regel quartalsweise übermittelt und im Einzelfall durch weitere Datenabfragen ergänzt. Der Kontrollzyklus erstreckte sich für die Mehrzahl der Anlagen von Januar bis Dezember 2010, teilweise wurden von den Betreibern zusätzlich Datenaufzeichnungen aus den Jahren 2008 und 2009 zur Verfügung gestellt.

3.2 Datenanalyse, energetische und ökologische Bilanzierung

3.2.1 Energiekennzahlen

Auf Basis der im zwölfmonatigen Kontrollzyklus erfassten Daten wurde zunächst für jede Anlage eine Energiebilanz erstellt. Als Input wurden dabei die eingesetzten Brennstoff- und ggf. Strommengen für BHKW, Spitzenlastkessel und, falls vorhanden, Kälteanlagen angesetzt, als Output die bereitgestellten Strom-, Wärme- und Kältemengen. Aus den erfassten Energieumsätzen konnten anschließend die technischen Kenngrößen zur Beurteilung der energetischen Effizienz der jeweiligen BHKW-Anlage gebildet werden. Diese sind in erster Linie:

- Elektrischer Wirkungsgrad

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{Br}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_{Br} H_i},$$

- Thermischer Wirkungsgrad

$$\eta_{th} = \frac{P_{th}}{P_{Br}} = \frac{P_{th}}{\dot{m}_{Br} H_i},$$

- Gesamtwirkungsgrad

$$\eta_{ges} = \frac{P_{th} + P_{el}}{P_{Br}} = \frac{P_{th} + P_{el}}{\dot{m}_{Br} H_i}$$

- Elektrischer Nutzungsgrad

$$\bar{\eta}_{el} = \frac{W_{el}}{W_{Br}} = \frac{W_{el}}{m_{Br} H_i},$$

- Thermischer Nutzungsgrad

$$\bar{\eta}_{th} = \frac{W_{th}}{W_{Br}} = \frac{W_{th}}{m_{Br} H_i},$$

- Gesamtnutzungsgrad

$$\bar{\eta}_{ges} = \frac{W_{th} + W_{el}}{W_{Br}} = \frac{W_{th} + W_{el}}{m_{Br} H_i}$$

- Leistungsbezogene Stromkennzahl

$$\sigma_P = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}}$$

- Arbeitsbezogene Stromkennzahl

$$\sigma_W = \frac{W_{el}}{W_{th}} = \frac{\bar{\eta}_{el}}{\bar{\eta}_{th}}$$

- Elektrische Vollbenutzungsstunden

$$VBh_{el} = \frac{W_{el}}{P_{el}}$$

- Thermische Vollbenutzungsstunden

$$VBh_{th} = \frac{W_{th}}{P_{th}}$$

Die Wirkungsgrade werden im Auslegungszustand des BHKW-Moduls bei Nennlast ermittelt und sind leistungsbezogen. Demgegenüber sind die Nutzungsgrade arbeitsbezogen und geben die tatsächliche Effizienz als Mittelwert im zwölfmonatigen Kontrollzyklus an. Ebenso lässt sich bei der Stromkennzahl zwischen der leistungsbezogenen Stromkennzahl im Auslegungszustand und der arbeitsbezogenen Stromkennzahl im Kontrollzyklus unterscheiden. Eine weitere wichtige Kenngröße sind die jährlichen Vollbenutzungsstunden als Maß für die Auslastung des BHKW-Moduls. Eine BHKW-Anlage könnte bei ununterbrochenem Dauerbetrieb mit Nennleistung maximal 8.760 Vollbenutzungsstunden erreichen. Unterschieden werden kann zwischen elektrischen und thermischen Vollbenutzungsstunden, je nachdem ob auf die elektrische oder thermische Nennleistung der Anlage abgestellt wird. Bei wärmegeführten Anlagen mit gekoppelter Stromerzeugung sind die thermischen und elektrischen Vollbenutzungsstunden im Idealfall gleich, während bei stromgeführten Anlagen in der Regel die Zahl der elektrischen Vollbenutzungsstunden höher ist.

Im Vergleich mit Erfahrungswerten aus der Praxis kann mit den oben dargestellten Kennwerten beurteilt werden, ob die energetische Effizienz der BHKW-Anlage sich innerhalb der üblichen Grenzen bewegt oder ob hier bisher nicht entdeckte Mängel, wie z. B. eine ungünstige hydraulische Einbindung, vorliegen.

Tabelle 2: Heiz- und Brennwerte für unterschiedliche Energieträger

Brennstoff	Einheit	Heizwert H_i	Brennwert H_s
Erdgas	kWh/m ³	9,2 – 10,4*	10,2 – 11,6*
Biomethan	kWh/m ³	9,2 – 10,4*	10,2 – 11,6*
Biogas als Methan	kWh/m ³	10,0	11,1
Heizöl EL	kWh/kg	11,8	12,6
Pflanzenöl	kWh/kg	10,3	-
Holzpellets	kWh/kg	4,9	-
*je nach Versorgungsgebiet			

Zur Berechnung der Kennwerte wird neben der elektrischen und thermischen Energiebereitstellung auch der Brennstoffbedarf des BHKWs benötigt. Für die meisten Anlagen lagen die Brennstoffverbräuche nicht als Energiemenge in kWh, sondern als Brennstoffeinsatz in Kubikmeter oder Liter vor. In diesen Fällen wurde die eingesetzte Energiemenge anhand des Brennstoff-Heizwerts ermittelt. Dafür wurden die in Tabelle 2 angegebenen Heizwerte und Brennwerte angesetzt. Für die Umrechnung von Betriebskubikmeter auf Normkubikmeter bei gasförmigen Brennstoffen wurde über die Zustandszahl die geodätische Höhe des jeweiligen Aufstellorts, der mittlere Gasüberdruck und die mittlere Gastemperatur berücksichtigt. Soweit nicht anders bekannt wurden ein mittlerer Gasüberdruck von 25 mbar und eine mittlere Gastemperatur von 15 °C angenommen.

3.2.2 Primärenergetische Betrachtung

Zur Ermittlung der Primärenergieeinsparung einer KWK-Anlage gegenüber der getrennten Strom- und Wärmerzeugung wurde mit der Richtlinie 2004/8/EG ein einheitliches Verfahren für den EU-Raum festgelegt. Die Primärenergieeinsparung berechnet sich demnach folgendermaßen:

$$PEE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,REF}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,REF}}}$$

Aus der oben dargestellten relativen Primärenergieeinsparung lässt sich bei Kenntnis der Energieumsätze die absolute Primärenergieeinsparung gegenüber dem Referenzsystem berechnen:

$$PEE_{abs} = \left(\frac{W_{el}}{\eta_{el,REF}} + \frac{W_{th}}{\eta_{th,REF}} \right) \cdot PEE$$

Als Vergleichswerte für die ungekoppelte Strom- bzw. Wärmeerzeugung wurden von der EU-Kommission in Anhang III zur Richtlinie 2004/8/EG harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte η_{REF} festgelegt, die den besten am Markt erhältlichen und wirtschaftlich vertretbaren Stand der Technik im jeweiligen Inbetriebnahmejahr der KWK-Ablage repräsentieren¹. Die so berechnete Primärenergieeinsparung berücksichtigt also nicht die tatsächliche Verdrängung von getrennter Strom- und Wärmeerzeugung, sondern entspricht der Einsparung gegenüber einem fiktiven Referenzsystem.

Die Referenzwirkungsgrade sind nach dem Jahr der Inbetriebnahme gestaffelt und vom jeweiligen Energieträger für das Vergleichssystem abhängig. So wird z. B. für die ungekoppelte Stromerzeugung aus Erdgas für die Inbetriebnahmejahre 2006 – 2011 ein Referenzwirkungsgrad von 52,5 % und für die entsprechende ungekoppelte Wärmeerzeugung ein Wert von 90 % festgelegt. Die Referenzwirkungsgrade für die Stromerzeugung werden entsprechend den klimatischen Bedingungen (durchschnittliche Abweichung der Außentemperatur von 15 °C) und den vermiedenen Netzverlusten (Spannungsebene, Stromeinspeisung oder Eigennutzung) korrigiert. In Deutschland beträgt das langjährige Mittel der Außentemperatur 8,2 °C (1961 – 1990), der Referenzwirkungsgrad der Stromerzeugung erhöht sich damit jeweils um 0,6 %. Für die Stromeinspeisung auf Niederspannungsebene bis 400 Volt beträgt der Korrekturfaktor 0,925, für die Stromeigennutzung auf Niederspannungsebene 0,860.

Die im Projekt angenommenen korrigierten Referenzwirkungsgrade für Inbetriebnahmejahre zwischen 2006 und 2015 sind in Tabelle 3 dargestellt². Alle Angaben zu Primärenergieeinsparungen in diesem Bericht beziehen sich stets auf die Definition nach 2004/8/EG. Zu unterscheiden ist dieses Vorgehen von der Primärenergiebetrachtung nach DIN 18599 oder DIN 4701-10, bei der jeweils die energetische Bewertung von Gebäuden bzw. von heiz- und raumluftechnischen Anlagen im Vordergrund steht und weniger die konkrete Bewertung von KWK-Anlagen.

¹ Nähere Angaben zum technischen Stand der Referenzsysteme finden sich in Anhang III zu 2004/8/EG nicht

² Für eine ausführliche Darstellung sei auf Richtlinie 2004/8/EG (EU-Amtsblatt L52/50) bzw. Anhang III zur Richtlinie (EU-Amtsblatt L343/91) verwiesen

Tabelle 3: Referenzwirkungsgrade nach Richtlinie 2004/8/EG

Brennstoff	Referenzwirkungsgrad Stromerzeugung Ein- speisung 2006 – 2015*	Referenzwirkungsgrad Stromerzeugung Eigen- nutzung 2006 – 2015*	Referenzwirkungsgrad Wärmeerzeugung
Erdgas	49,1 %	45,7 %	90 %
Biogas	39,4 %	36,6 %	70 %
Flüssige Biobrennstoffe	41,4 %	38,5 %	89 %
Gasöl	41,4 %	38,5 %	89 %
Holzbrennstoffe	31,1 %	28,9 %	86 %

*für durchschnittliche Außentemperatur 8,2 °C und Einspeisung bzw. Eigennutzung auf Niederspannungsebene bis 400 V; für Inbetriebnahmejahre vor 2006 siehe EU-Amtsblatt L343/91

3.2.3 CO₂-Bilanzierung

Aufbauend auf die energetische Bilanzierung erfolgte eine ökologische Bewertung der BHKW-Anlagen anhand der CO₂-Bilanz. Andere ökologische Auswirkungen, wie z. B. die Luftschadstoffemissionen, die Einwirkung auf Gewässer und Böden oder die Auswirkungen von Landnutzungsänderungen beim Anbau von Biobrennstoffen wurden dabei nicht berücksichtigt. Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgte mit Hilfe von CO₂-Emissionsfaktoren, die die Vorketten der Brennstoffbereitstellung ebenso berücksichtigen wie Emissionen anderer klimawirksamer Stoffe, z. B. Methan und Distickstoffoxid, die bei der Bereitstellung des jeweiligen Brennstoffes frei werden. Diese als *CO₂-Äquivalente* bezeichneten Emissionsfaktoren geben an, wie viel Gramm CO₂ aus fossilen Quellen bei der Nutzung einer Kilowattstunde des jeweiligen Energieträgers beim Endverbraucher emittiert werden (Endenergie). Die CO₂-Emissionen aus regenerativen Quellen bleiben dabei unberücksichtigt. So werden z. B. bei der Verbrennung von Holz lediglich diejenigen CO₂-Emissionen betrachtet, die bei Ernte und Verarbeitung anfallen, nicht jedoch die Emissionen aus der Verbrennung selbst, während bei Erdgas sowohl die Emissionen aus der Gewinnung als auch aus der Verbrennung berücksichtigt werden. Die CO₂-Äquivalente der verschiedenen Energieträger wurden mit Hilfe des Computerprogramms GEMIS Version 4.7 des Öko-Instituts Freiburg ermittelt und sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: CO₂-Äquivalente in g/kWh Endenergie (Daten aus GEMIS v4.7)

Brennstoff	CO ₂ -Äquivalent bezogen auf Endenergie
Strom (deutscher Mix auf Niederspannungsebene)	572 g/kWh _{End}
Heizöl EL	316 g/kWh _{End}
Erdgas (deutscher Mix)	252 g/kWh _{End}
Palmöl	204 g/kWh _{End}
Rapsöl	180 g/kWh _{End}
Biomethan	132 g/kWh _{End}
Biogas	111 g/kWh _{End}
Holzpellets	23 g/kWh _{End}

Mit Hilfe der CO₂-Äquivalente wurden aus der eingesetzten Brennstoffmenge zunächst die absoluten CO₂-Emissionen der KWK-Anlage ermittelt, die dann auf die beiden Koppelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt und auf die jeweilige Energiemenge bezogen wurden, um die spezifischen Emissionsfaktoren für den bereitgestellten Strom und die bereitgestellte Wärme zu erhalten. Für diese als *CO₂-Allokation* bezeichnete Aufteilung werden in der Literatur verschiedene Methoden vorgeschlagen [VDI 2003/1] [Mauch 2010]. Allen Methoden gemeinsam ist, dass die absolute Menge an emittiertem CO₂ stets gleich bleibt und sich nur die Aufteilung auf die beiden Koppelprodukte ändert:

$$m_{CO_2,ges} = m_{CO_2,el} + m_{CO_2,th} = W_{Br} \cdot \varepsilon_{CO_2,Br}$$

$$m_{CO_2,el} = A_{Br,el} \cdot W_{Br} \cdot \varepsilon_{CO_2,Br}$$

$$m_{CO_2,th} = A_{Br,th} \cdot W_{Br} \cdot \varepsilon_{CO_2,Br}$$

$$\varepsilon_{CO_2,el} = \frac{m_{CO_2,el}}{W_{el}}$$

$$\varepsilon_{CO_2,th} = \frac{m_{CO_2,th}}{W_{th}}$$

Der für die Aufteilung maßgebliche Brennstoffanteil A_{Br} der elektrischen bzw. thermischen Energie berechnet sich in der Regel nach einer der folgenden Methoden:

- Anteilmäßige Aufteilung der CO₂-Emissionen nach den bereitgestellten Energiemengen
 - Energetische (kalorische) Methode / IEA-Methode
 - Wirkungsgradmethode
 - Arbeitswertmethode
 - Exergetische Methode
- Aufteilung der CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der getrennten Produktion von Strom und Wärme mittels Referenzkraftwerken oder Gutschriften für die Koppelprodukte
 - Exergieverlustmethode
 - Restwertmethode (Stromrestwert / Wärmerestwert)
 - Substitutionsmethode
 - Verdrängungsmixmethode
 - Methode nach 2004/8/EG (Finnische Methode)

Bei der energetischen bzw. IEA-Methode werden die CO₂-Emissionen proportional entsprechend den ausgekoppelten Energiemengen auf die beiden Koppelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt, ohne deren unterschiedliches Arbeitsvermögen zu betrachten. Dies ist im Prinzip auch bei der Wirkungsgradmethode der Fall, wobei hier die Allokation umgekehrt erfolgt. Dem Strom werden also die CO₂-Emissionen proportional zur ausgekoppelten Wärmemenge zugeteilt, der Wärme dagegen proportional zur ausgekoppelten Strommenge. Dadurch erhält das Koppelprodukt mit dem niedrigeren Einzelnutzungsgrad einen höheren Emissionsfaktor [Mauch 2010], während sich bei der energetischen Aufteilung gleiche Emissionsfaktoren für beide Koppelprodukte ergeben.

Die Arbeitswertmethode ist in erster Linie auf Dampfkraftwerke mit Entnahme-Kondensationsturbinen ausgelegt, bei denen durch die Wärmeauskopplung die elektrische Leistung zurückgeht. Dieser Verlust an elektrischer Leistung wird bei der Aufteilung der CO₂-Emissionen über die Stromverlustkennzahl des Prozesses berücksichtigt. Für Verbrennungsmotor-Blockheizkraftwerke, bei denen die elektrische Leistung durch die Wärmeauskopplung in der Regel nicht beeinflusst wird, ist diese Methode daher weniger geeignet.

Die Exergetische Methode und die Exergieverlustmethode bewerten die Exergie der Koppelprodukte und verlangen daher vergleichsweise umfangreiche Informationen über den KWK-Prozess, wie z. B. die Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizungsnetz und die Umgebungstemperaturen. Sie sind daher in erster Linie für die detaillierte Betrachtung einzelner KWK-Prozesse geeignet und weniger für vergleichende Untersuchungen mit standardisierten Parametern. Im Vergleich zur energetischen Methode wird hier dem Koppelprodukt mit der größeren Exergie ein höherer Emissionsanteil zugeordnet.

Die Restwert und Substitutionsmethode vergleichen den KWK-Prozess mit einer ungekoppelten Wärme- bzw. Stromerzeugung in einem Referenzprozess, beispielsweise einem Heizkessel oder dem deutschen Strommix. Bei der Stromrestwertmethode und der wärmebezogenen Substitutionsmethode werden dabei zunächst die CO₂-Emissionen einer getrennten Wärmeerzeugung berechnet und die restlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zugeordnet, wodurch sich niedrige spezifische CO₂-Emissionen für den bereitgestellten Strom ergeben. Bei der Wärmerestwertmethode bzw. der strombezogenen Substitutionsmethode erfolgt dies umgekehrt, sodass sich günstige spezifische CO₂-Emissionen für die ausgekoppelte Wärme ergeben.

Die Verdrängungsmixmethode entspricht im Wesentlichen der Wärmerestwertmethode bzw. strombezogenen Substitutionsmethode, lediglich dass hier die Gutschrift für die ausgekoppelte Strommenge anhand eines sogenannten Verdrängungsmixes angesetzt wird, bei dem detailliert auf Basis einer stundenscharfen Einsatzplanung ermittelt wird, welche Kraftwerke durch die zusätzliche KWK-Erzeugung in Deutschland verdrängt werden [Mauch 2010].

Bei der sogenannten Finnischen Methode, die in Zusammenhang mit dem Berechnungsverfahren nach EU-Richtlinie 2004/8/EG steht (siehe auch Abschnitt 3.2.2), erfolgt die Aufteilung unter Berücksichtigung der Primärenergieeinsparung gegenüber einer getrennten Bereitstellung von Strom und Wärme in einem Referenzsystem, das den besten am Markt erhältlichen und wirtschaftlich vertretbaren Stand der Technik darstellt. Maßgeblich hierfür sind die von der EU-Kommission festgelegten harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für das jeweilige Inbetriebnahmejahr des KWK-Systems.

Eine detaillierte Darstellung der oben genannten Berechnungsverfahren zur CO₂-Allokation mit den zugrunde liegenden Formeln sowie Beispielen findet sich in der VDI-Richtlinie 4660 Blatt 2 [VDI 2003/1] oder bei [Mauch 2010]. Abbildung 3 zeigt anhand einer Beispielrechnung für ein Erdgas-BHKW die Ergebnisse der verschiedenen CO₂-Allokationsmethoden. Im Fall der energetischen Methode und IEA-Methode führen die

Berechnungen zum gleichen Ergebnis, ebenso wie für die Stromrestwert- und die wärmebezogene Substitutionsmethode.

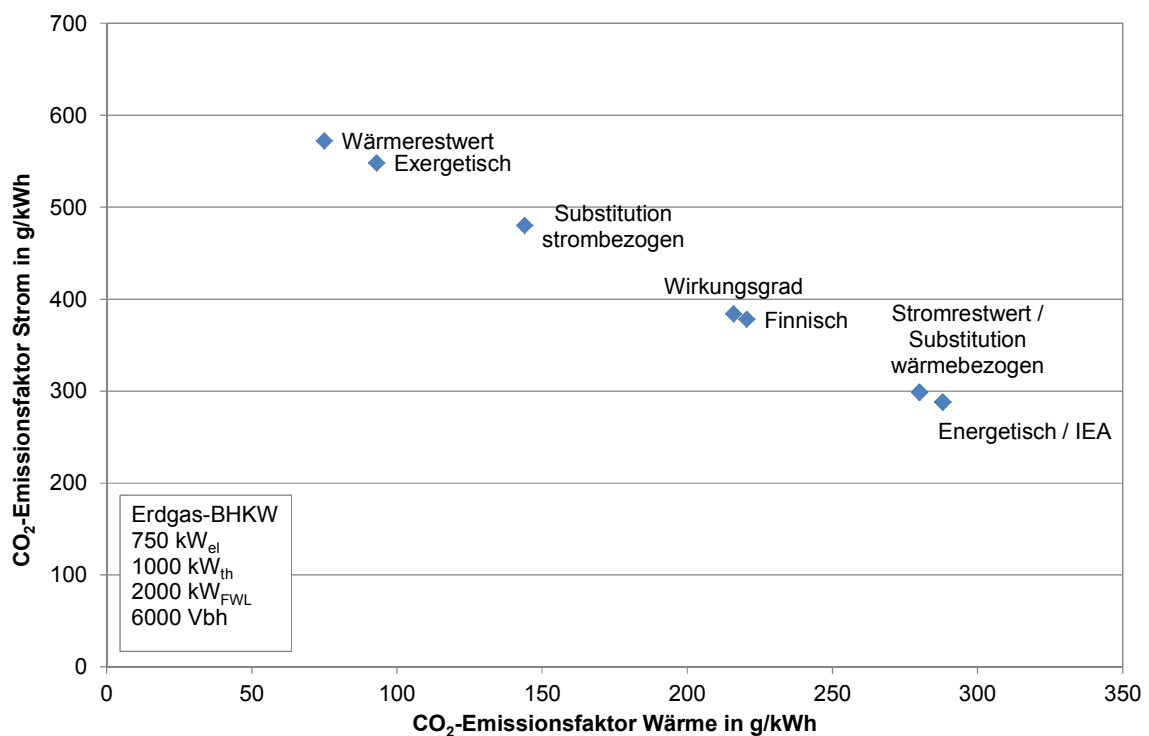


Abbildung 3: Vergleich der verschiedenen Methoden zur CO₂-Allokation

Nach VDI 4661 [VDI 2003/2] ist keine der Methoden nach thermodynamischen, wirtschaftlichen oder ökologischen Kriterien zwingend anzuwenden [VDI 2003/2]. Je nach Anwendungsfall kann also die am besten geeignete Methode ausgewählt werden, wobei stets kenntlich zu machen ist, welches Verfahren angewandt wurde und welche Annahmen, z. B. bezüglich der Referenzwirkungsgrade, getroffen wurden.

In der Praxis sind die Gutschriftenmethoden (Restwert-, Substitutions-, Verdrängungsmixmethode) weit verbreitet. Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. empfiehlt z. B. im Rahmen der Stromkennzeichnungspflicht die Stromrestwertmethode [BKWK 2005], während für Anwendungen bei denen die Wärmeerzeugung im Vordergrund steht oftmals die Wärmerestwertmethode angewendet wird. Systematische Schwäche der Gutschriftenmethoden ist jedoch, dass durch die Anrechnung der Gutschrift für das jeweilige Koppelprodukt negative spezifische CO₂-Emissionen entstehen können [Mauch 2010]. Insbesondere bei regenerativen Brennstoffen und stromgeführten Anlagen kann sich dadurch eine verzerrte Darstellung ergeben.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde die CO₂-Allokation für alle Anlagen einheitlich nach der Finnischen Methode durchgeführt, da diese einerseits im Einklang mit der primärenergetischen Betrachtung nach 2004/8/EG steht und andererseits auch die Effizienz der KWK-Anlage im Vergleich zum Stand der Technik bei der ungekoppelten Energiebereitstellung berücksichtigt. Da bei dieser Methode keine Gutschrift für eines der beiden Koppelprodukte erfolgt, wird auch die Problematik negativer CO₂-Emissionen vermieden. Ausgangspunkt für die Berechnung des Brennstoffanteils A_{Br} nach der Finnischen Methode ist die Primärenergieeinsparung nach Richtlinie 2004/8/EG (siehe Kapitel 3.2.2). Die Brennstoffanteile für die Strom- und Wärmebereitstellung berechnen sich dann wie folgt aus der Primärenergieeinsparung:

$$A_{Br,el} = (1 - PEE) \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,REF}}$$

$$A_{Br,th} = (1 - PEE) \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,REF}}$$

Die anzusetzenden Referenzwirkungsgrade ergeben sich aus den Regelungen der EU-Kommission zu den harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten (vgl. Tabelle 3).

3.3 Wirtschaftliche Bewertung und Sensitivitätsanalyse

Für jede Modellkonfiguration wurde eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 durchgeführt, wobei Kapitalkosten, verbrauchsgebundene und betriebsgebundene Kosten sowie Stromgutschriften berücksichtigt wurden. Dabei wurde für alle Anlagen von einheitlichen Marktdurchschnittspreisen ausgegangen (z. B. gleicher Erdgaspreis für alle Erdgas-BHKW, gleicher Pflanzenölpreis für alle Pflanzenöl-BHKW), um eine vergleichbare Datenbasis zu schaffen. Das Ergebnis der Vollkostenrechnung sind die spezifischen Energiekosten, in der Regel die spezifischen Wärmekosten in Cent/kWh, an denen sich die BHKW-Anlage im Vergleich mit einer konventionellen Energiebereitstellung (Strom aus dem öffentlichen Netz, Wärme aus Heizkesselanlagen) messen lassen muss.

Die Berechnung wurde grundsätzlich zunächst für die *Gesamtanlage* inkl. Spitzenlastkessel und ggf. Kälteanlagen durchgeführt, da sich die BHKW-Anlage in der Regel nicht isoliert betrachten lässt, sondern in Wechselwirkung mit anderen Komponenten des Energiesorgungssystems steht. Als Beispiel sei hier Substitution einer konventionellen Kompressionskälteanlage durch eine Absorptionskälteanlage (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) genannt. Eine isolierte Betrachtung des BHKWs würde in diesem Fall wichtige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems außer Acht lassen, wie z. B. den Gasverbrauch der Spitzenlastkessel oder die Stromeinsparungen durch den Entfall der konventionellen Kälteanlage. In Einzelfällen stellte sich nichtsdestotrotz eine isolierte Betrachtung des BHKWs als zielführender heraus, insbesondere dann, wenn Änderungen untersucht wurden, die nur die BHKW-Anlage betreffen und keine Auswirkungen auf die übrigen Komponenten des Energiesystems haben.

Zur Ermittlung der spezifischen Energiegestehungskosten wurden einheitliche Randbedingungen festgelegt:

- Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Betriebskosten (Wartung), Verbrauchskosten und Einnahmen (Stromgutschrift) über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren.
- Alle Preise sind Nettopreise.
- Bestehende Anlagen werden in der Regel als vollständig abgeschrieben betrachtet
- Die Kapitalkosten beinhalten die Investitionskosten und Kosten für eine Generalüberholung des BHKW-Moduls, die Abschreibungen hierfür erfolgen linear.
- Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 4 %.

- Die Substitution von Strom aus dem öffentlichen Netz führt zu einer Verringerung der Strombezugskosten. Für die wirtschaftliche Betrachtung wird diese Einsparung dem BHKW zugeschlagen und als fiktive Einnahme bilanziert.
- Die Brennstoffpreise bleiben im Betrachtungszeitraum konstant (siehe Tabelle 5), Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst.
- Einspeisevergütungen für EEG-Anlagen werden nach geltender Rechtslage im Inbetriebnahmehjahr der BHKW-Anlage berücksichtigt.
- Zuschläge nach dem KWKG werden nach geltender Rechtslage im Inbetriebnahmehjahr der BHKW-Anlage berücksichtigt und gleichmäßig auf den Betrachtungszeitraum umgelegt.
- Für den in KWK-Anlagen eingesetzten Brennstoff wird eine Steuerentlastung nach § 53 EnergieStG berücksichtigt.
- Steuerliche Aspekte über das EnergieStG hinaus werden nicht berücksichtigt.
- Investitionskosten, Kosten für Wartung- und Instandhaltung sowie Generalüberholung der BHKW-Module werden soweit möglich [ASUE 2011] entnommen.

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden anlagenspezifische Betreiber-, Finanzierungs- und Abschreibungsmodelle (Contracting, Wartungsmodelle,...) sowie steuerliche Aspekte und Renditeerwartungen nicht berücksichtigt, sodass die hier dargestellten Energiegestehungskosten nicht ohne Weiteres mit marktüblichen Wärme- oder Kältepreisen vergleichbar sind.

Tabelle 5: Brennstoff- und Strompreisannahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Energieträger	Preis pro Einheit
Strom Einkauf / Eigennutzung	0,14 €/kWh
Strom Verkauf KWKG EEX Baseload	0,05 €/kWh
Heizöl EL frei Haus (inkl. Energiesteuer)	0,75 €/l
Erdgas (inkl. Energiesteuer)	0,55 €/m ³
Pflanzenöl frei Haus (exkl. Energiesteuer)	900 €/t
Biomethan (exkl. Energiesteuer)	1,00 €/m ³
Biogas angegeben als spezifische Methankosten	65 €/MWh

In den spezifischen Wärmegestehungskosten sind zunächst keine Preissteigerungen enthalten. Diese werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse berücksichtigt, bei der die Abhängigkeit der Energiekosten von einzelnen Einflussgrößen untersucht wird. Abbildung 4 zeigt beispielhaft eine Sensitivitätsanalyse für die Einflussgrößen Gaspreis und Stromgutschrift für zwei verschiedene Energieversorgungsvarianten. Auf der x-Achse ist die Änderung des Gas- bzw. Strompreises in Prozent aufgetragen, auf der y-Achse finden sich die spezifischen Energiegestehungskosten. Der Zahlenwert bei 0 % Preisänderung entspricht dabei dem Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter den oben genannten Randbedingungen. Die Energiegestehungskosten bei einer Änderung der Einflussgrößen können an entsprechender Stelle auf der y-Achse abgelesen werden. Bei Blockheizkraftwerken sind in den meisten Fällen die verbrauchsgebundenen Kosten und die erzielbaren Einnahmen bzw. Ersparnisse durch die Stromerzeugung die entscheidenden Einflussgrößen, während die Wartungs- und die Kapitalkosten eine untergeordnete Rolle spielen. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die Sensitivitätsanalysen daher auf die beiden Einflussgrößen Brennstoffpreis und Stromgutschrift begrenzt.

Als Beispiel ist in Abbildung 4 bei der Energieversorgungsvariante 2 eine Verringerung des Gaspreises um 20 % und ein gleichzeitiger Anstieg der Stromgutschrift um 5 % dargestellt. Durch die Gaspreisänderung sinken die Wärmegestehungskosten um 1,62 Ct/kWh und durch die Strompreisänderung um 0,21 Ct/kWh. Insgesamt sinken die Wärmegestehungskosten also um 1,83 Ct/kWh, von ursprünglich 3,18 Ct/kWh auf nunmehr 1,35 Ct/kWh.

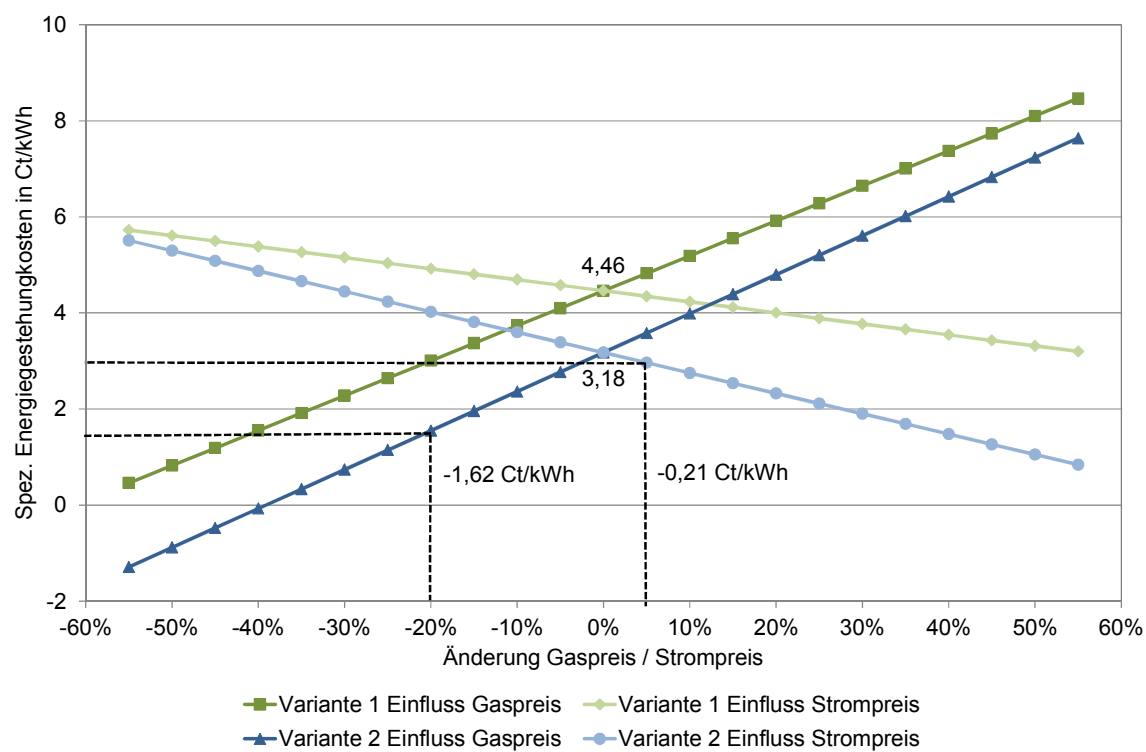


Abbildung 4: Beispiel für die grafische Darstellung einer Sensitivitätsanalyse

4 Auslegungsgrundlagen für Blockheizkraftwerke

4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

4.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)

Das KWKG 2002 (Stand 28.07.2011) regelt die Anschluss-, Abnahme-, und Vergütungspflicht des Netzbetreibers für KWK-Anlagen. Ziel des Gesetzes ist es, den Anteil der KWK-Stromerzeugung in Deutschland auf 25 % zu heben. Das KWKG findet nur Anwendung für Strom, der nicht nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz vergütet oder direkt vermarktet wird, vorrangig ist also das EEG anzuwenden.

Die Vergütung setzt sich aus einem mit dem Netzbetreiber auszuhandelnden Anteil und einem gesetzlich festgelegten Zuschlag zusammen. Falls mit dem Netzbetreiber keine Einigung über die Vergütungshöhe erzielt wird, gilt der übliche Preis zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte als vereinbart. Als üblicher Preis wird für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei Megawatt der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX im jeweils vorangegangenen Quartal definiert (siehe Abbildung 5). In der Regel ist die so erzielbare Vergütung deutlich geringer als die vom Endverbraucher zu entrichtenden Strompreise, sodass sich die vorrangige Eigennutzung des erzeugten Stroms empfiehlt.

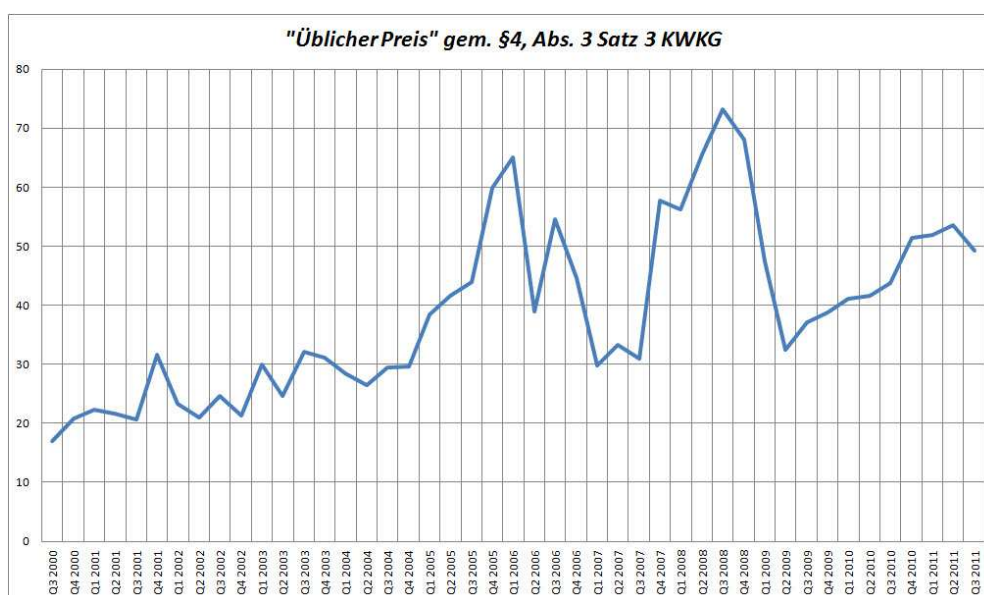


Abbildung 5: Entwicklung des üblichen Preises in €/MWh von Quartal 3/2000 bis Quartal 3/2011 [Quelle: Bundesverband KWK e.V.]

Zuzüglich zur individuell vereinbarten Vergütung wird sowohl für eingespeisten als auch für selbst genutzten Strom ein KWK-Zuschlag gezahlt, der beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) zu beantragen ist. Die Höhe und Dauer der KWK-Zuschlagszahlung hängt von Größe, Art, Inbetriebnahmejahr und bereits durchgeführten oder geplanten Modernisierungen der KWK-Anlage ab. Neuanlagen die nach dem 01.01.2009 und vor dem 31.12.2020 in Betrieb gehen, erhalten nach aktueller Fassung des KWKG einen Zuschlag von 5,11 Ct/kWh für den Leistungsanteil bis 50 kW und 2,10 Ct/kWh für den Leistungsanteil 50 kW – 2.000 kW, der jeweils auf 30.000 Vollbenutzungsstunden beschränkt ist. Kleine BHKW bis 50 kW elektrischer Leistung und Brennstoffzellen-BHKW erhalten einen Zuschlag von 5,11 Ct/kWh für 10 Jahre ab Inbetriebnahme. Grundsatz ist hierbei stets, dass durch das BHKW keine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK verdrängt wird, ausgenommen bei Brennstoffzellen. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die aktuellen Zuschläge, für weitergehende Informationen sei auf das KWKG in der Fassung vom 28.07.2011 verwiesen.

Tabelle 6: Zuschläge nach KWKG 2002 in Ct/kWh

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alte Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97	-	-	-	-
Neue Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
Modernisierte Anlagen	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Hoch effiziente modernisierte KWK–Anlagen	ab Inbetriebnahme 01.01.2009 2,10 Ct/kWh für 30.000 Vollbenutzungsstunden								
Neue hoch effiziente KWK–Anlagen	ab Inbetriebnahme 01.01.2009 5,11 Ct/kWh für 30.000 Vollbenutzungsstunden								
Neue kleine KWK–Anlagen mit 50 kW _{el} < P _{el} < 2 MW _{el} ^{a)}	2,56	2,56	2,4	2,4	2,25	2,25	2,1	2,1	1,94
P _{el} > 50 kW _{el}	ab Inbetriebnahme 01.01.2009 2,1 Ct/kWh für 30.000 Vollbenutzungsstunden								
P _{el} < 50 kW _{el}	ab Inbetriebnahme 01.01.2009 5,11 Ct/kWh für 30.000 Vollbenutzungsstunden								
P _{el} > 2000 kW _{el}	ab Inbetriebnahme 01.01.2009 1,5 Ct/kWh								
Neue BHKW mit P _{el} < 50 kW _{el} ^{b)}	5,11 Ct/kWh für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage								
Neue Brennstoffzellen ^{a)}	5,11 Ct/kWh für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage								
^{a)} Inbetriebnahme nach 01.04.2002									
^{b)} Inbetriebnahme zwischen 01.04.2002 und 31.05.2005									

4.1.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare Energien Gesetz³ regelt die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien und ist erstmals im Jahr 2000 in Kraft getreten und seither mehrmals grundlegend überarbeitet worden. Im Projektzeitraum war das EEG in der Fassung von 2009 aktuell, am 01.01.2012 ist das EEG 2012 in Kraft getreten. Für Blockheizkraftwerke sind im Rahmen des EEG in erster Linie die Regelungen für Strom aus Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas relevant.

Das EEG garantiert für 20 Jahre eine festgelegte Grundvergütung, die von der Art des eingesetzten Brennstoffs und der Leistung der Anlage abhängig ist. Bis zum EEG 2009 existiert ein Bonussystem, das besonders effiziente oder umweltschonende Technologien wie z. B. die Kraft-Wärme-Kopplung, zusätzlich fördert. Ab dem EEG 2012 entfällt dieses Bonussystem und die Vergütung richtet sich nunmehr in erster Linie nach den eingesetzten Substraten (sogenannten Einsatzstoffklassen), während Technologien, die im EEG 2009 noch bonuswürdig waren, jetzt verpflichtend umgesetzt werden müssen um überhaupt Anspruch auf Vergütung zu haben. So wird nun beispielsweise mindestens 60 % KWK-Stromerzeugung gefordert und die Boni für innovative Technologien und Einhaltung der Formaldehyd-Grenzwerte entfallen. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Vergütungssätze für Strom aus Biomasse nach EEG 2009 und 2012.

Aufgrund der zahlreichen Aktualisierungen und Übergangsbestimmungen des EEG ist die Rechtslage bezüglich der nachträglichen Umstellung von BHKW-Anlagen auf Erneuerbare Energien, z. B. die Umstellung von Erdgas auf Biomethan, vergleichsweise komplex und schwer durchschaubar. Grundsätzlich ist die Erstinbetriebnahme der Anlage maßgeblich dafür, welche EEG-Regelungen anzuwenden sind. Dabei spielt es keine Rolle, ob die Anlage zunächst mit fossilen oder mit regenerativen Brennstoffen in Betrieb genommen wurde. Für ein Erdgas-BHKW, das 2005 erstmals in Betrieb genommen wurde und 2010 auf Biomethan umgestellt wird, gelten also die Bestimmungen nach EEG 2004, unter Berücksichtigung der Übergangsregelungen im EEG 2009. Entsprechend wären bei einer Erstinbetriebnahme im Jahr 1998 und Umstellung auf Biomethan im Jahr 2010 die Regelungen des EEG 2000 anzuwenden, unter Berücksichtigung der Übergangsregelungen im EEG 2004 und EEG 2009.

³ Aktuelle Fassung EEG 2009 zuletzt geändert am 21.07.2011; ab 01.01.2012 EEG 2012

Tabelle 7: Wichtige Vergütungsregelungen für Strom aus Biomasse nach EEG 2009 und EEG 2012

	Vergütung EEG 2009 in Ct/kWh Jährliche Degression 1,0 %			Vergütung EEG 2012 in Ct/kWh Jährliche Degression 2,0 %		
Grundvergütung	150 kW	500 kW	5.000 kW	150 kW	500 kW	5.000 kW
	11,67	9,18	8,25	14,3	12,3	11,0
NawaRo-Bonus	500 kW	5.000 kW		-		
	6,00	4,00				
NawaRo-Bonus Biogas	500 kW	5.000 kW		-		
	7,00	4,00				
KWK-Bonus	3,00			-		
Technologie-Bonus	2,00			-		
Formaldehyd-Bonus Biogas (Formaldehyd < 60 mg/m³)	1,00			-		
Gülle-Bonus Biogas (mind. 30 % Gülleinsatz)	150 kW	500 kW		-		
	4,00	1,00				
Landschaftspflege-Bonus Biogas bis 500 kW	2,00			-		
Gasaufbereitungs-Bonus Biomethan	350 m³/h	700 m³/h		700 m³/h	1.000 m³/h	1.400 m³/h
	2,00	1,00		3,00	2,00	1,00
Bonus Einsatzstoffklasse I	-			150 kW	750 kW	5.000 kW
				6,00	5,00	4,00
Bonus Einsatzstoffklasse II bis 5.000 kW	-			8,00		
Bonus Einsatzstoffklasse II Gülle	-			500 kW	5.000 kW	
				8,00	6,00	

4.1.3 EU KWK-Richtlinie 2004/8/EG

Die „Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten KWK im Energiebinnenmarkt“ ist in der Praxis v. a. wegen des sogenannten Hocheffizienz-Kriteriums von Bedeutung, auf das z. B. im EEWärmeG oder in Förderrichtlinien verwiesen wird. Die Richtlinie fordert für BHKW-Anlagen eine Primärenergieeinsparung von mindestens 10 % gegenüber der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung, für Anlagen kleiner 1 MW elektrischer Leistung reicht es, überhaupt eine Primärenergieeinsparung nachzuweisen. Die Primärenergieeinsparung berechnet sich nach dem in Abschnitt 3.2.2 dargestellten Verfahren. Praktisch alle auf dem deutschen Markt erhältliche Blockheizkraftwerke erfüllen die Mindestanforderungen nach 2004/8/EG [Suttor 2009].

4.1.4 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Nach EEWärmeG⁴ müssen bei Neubauten anteilig Erneuerbare Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs zum Einsatz kommen. Diese Pflicht kann auch erfüllt werden, wenn der Wärme- und Kältebedarf als Ersatzmaßnahme zu mindestens 50 % aus KWK-Anlagen gedeckt wird. Die KWK-Anlagen müssen dabei hocheffizient im Sinne der EU-Richtlinie 2004/8/EG sein.

4.1.5 Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Nach § 53 EnergieStG⁵ kann für die in Stromerzeugungsanlagen größer 2 MW elektrischer Leistung oder KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % eingesetzten Energieträger eine Steuerentlastung gewährt werden. Auf Antrag beim zuständigen Hauptzollamt wird dann die bezahlte Energiesteuer vollständig rückerstattet. Eine Ausnahme gilt für Gasöle mit einem Schwefelgehalt größer 50 mg/kg, für die die Steuerentlastung maximal 61,35 € pro 1.000 Liter, anstatt der vollen 76,35 € pro 1.000 Liter beträgt. Einzelheiten zum Antragsverfahren sind in § 98 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung (EnergieStV) geregelt. Tabelle 8 gibt die aktuellen Energiesteuersätze für verschiedene typischerweise in Blockheizkraftwerken eingesetzte Energieträger wieder.

Die Steuerentlastung wird nur für die im jeweiligen Zeitraum tatsächlich verwendeten Energieträger gewährt und nicht für die gelieferten und auf Vorrat gehaltenen Mengen. In der Praxis bedeutet dies, dass die KWK-Anlage mit einer Einrichtung zur Erfassung des Brennstoffverbrauchs ausgerüstet sein muss, wie z. B. einem Gaszähler oder einer Füllstandsanzeige für den Tank. Weiterhin muss der Nachweis geführt werden können, dass ein Nutzungsgrad von mindestens 70 % erreicht wird. Da kleinere BHKW-Anlagen vielfach jedoch nicht mit separaten Zählern für Brennstoff- und Wärmemenge ausgestattet sind, wird bei rein wärmgeführten Anlagen in der Regel auch eine vereinfachte Berechnung des Brennstoffeinsatzes ausgehend von den Betriebsstunden oder der erzeugten Strommenge akzeptiert.

⁴ Aktuelle Fassung EEWärmeG 2008, zuletzt geändert 28.07.2011

⁵ Aktuelle Fassung EnergieStG 2006, zuletzt geändert 01.03.2011

Tabelle 8: Energiesteuersatz für verschiedene Energieträger

Brennstoff	Energiesteuersatz
Erdgas	5,50 €/MWh
Biomethan	5,50 €/MWh
Heizöl-EL	61,35 €/1.000 l
Pflanzenöl bei 15 °C flüssig (Rapsöl)	61,35 €/1.000 l
Pflanzenöl bei 15 °C fest (Palmöl)	25,00 €/1.000 kg

4.1.6 Stromsteuergesetz (StromStG)

Nach § 9 des StromStG⁶ ist Strom, der in räumlichem Zusammenhang zu Stromerzeugungsanlagen mit bis zu 2 MW elektrischer Leistung entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Der aktuelle Stromsteuertarif beträgt 20,50 €/MWh. Die Regelung gilt sowohl für den Betreiber der Anlagen selbst (Eigenerzeuger), als auch für Letztverbraucher in räumlichem Zusammenhang zur Anlage (Contracting).

4.1.7 Immissionsschutzrechtliche Regelungen

BHKW-Anlagen sind erst ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW genehmigungspflichtig nach 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV). Die für die Genehmigung anzuwendenden Grenzwerte sind in der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) festgelegt.

Für kleinere BHKW-Anlagen existieren damit also keine verbindlich festgelegten Emissionsgrenzwerte, da die 1. BImSchV (Kleinfeuerungsanlagen) Verbrennungsmotoranlagen nicht explizit erwähnt. De facto gilt aber die Verpflichtung nach § 22 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), gemäß welcher nach dem Stand der Technik vermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden müssen [ASUE 2007]. In der Praxis führt dies dazu, dass Förderrichtlinien, wie z. B. das Mini-KWK-Impulsprogramm, oder Baugenehmigungen regelmäßig an die Einhaltung bestimmter Emissionsgrenzwerte gekoppelt werden, die sich an der TA Luft orientieren.

⁶ Aktuelle Fassung StromStG 1999, zuletzt geändert 01.03.2011

4.2 Dimensionierung und Betriebsstrategie von Blockheizkraftwerken

Die Dimensionierung von BHKW-Anlagen richtet sich in der Regel nach dem Bedarf des zu versorgenden Objekts an Heiz- oder Prozesswärme (*wärmegeführter Betrieb*). Im Gegensatz zu Heizkesselanlagen, die üblicherweise die thermische Maximallast zuzüglich einer Reserve abdecken, werden Blockheizkraftwerke auf die Wärmegrundlast ausgelegt. Dadurch wird zum einen die hohe Investition in die BHKW-Anlage möglichst gut ausgenutzt, zum anderen werden der technisch ungünstige Teillastbetrieb und verschleißförderndes häufiges Zu- und Abschalten (Takten) vermieden. Als Auslegungsinstrument empfiehlt sich die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs, die angibt welche durchschnittliche Wärmelast über wie viele Stunden im Jahr benötigt wird. Abbildung 6 zeigt diese Herangehensweise an einer typischen Jahresdauerlinie für die Beheizung eines Verwaltungsgebäudes.

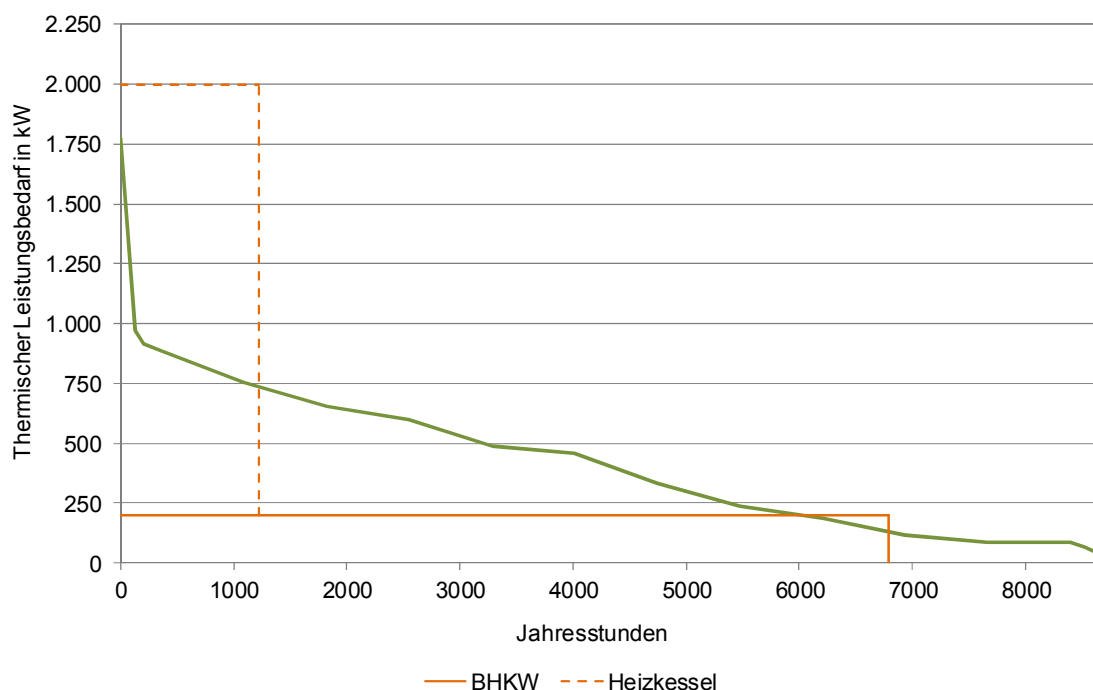


Abbildung 6: Beispiel für eine BHKW-Auslegung anhand der geordneten Jahresdauerlinie

Der maximale thermische Leistungsbedarf des Objekts beträgt in diesem Beispiel etwa 1.750 kW, die Wärmegrundlast liegt bei etwa 100 kW. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Wärmebedarf. Die von BHKW und Heizkessel bereitgestellte Wärme wird als Rechteck aus der Leistung multipliziert mit den Vollbenutzungsstunden dargestellt. Das BHKW ist mit 200 kW thermischer Leistung auf etwa 11 % der Wärmehöchstlast ausgelegt, deckt dabei 38 % des Wärmebedarfs ab und erreicht ca. 6.800 Vollbenut-

zungsstunden. Die restliche Wärme stellt ein Heizkessel mit 1.800 kW thermischer Leistung bereit. Als Faustformel gilt, dass ein korrekt dimensioniertes BHKW je nach Auslegungskriterien etwa 3.000 – 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr erreichen sollte [Suttor 2009].

In manchen Anwendungsfällen kann es sinnvoll sein, BHKW-Anlagen nicht allein am Wärmebedarf orientiert auszulegen, sondern andere Betriebsstrategien anzuwenden. So werden Biogas-Blockheizkraftwerke in der Regel auf Dauerbetrieb in Abhängigkeit der verfügbaren Biogasmenge dimensioniert und die dabei erzeugte Wärme wird meist nur teilweise genutzt. In Objekten mit hohen Arbeits- oder Leistungspreisen für den Strombezug kann eine *stromgeführte* bzw. *stromorientierte* Betriebsweise zielführend sein, auch wenn damit ein Teil ungekoppelter Stromerzeugung in Kauf genommen wird. In diesen Fällen sind ausreichend große Wärmespeicher oder Einrichtungen zur Wärmeabfuhr erforderlich. Im Unterschied zur rein stromgeführten Betriebsweise wird bei der stromorientierten Betriebsweise darauf geachtet, gleichzeitig die Wärme möglichst gut zu nutzen, also das BHKW zwar orientiert am Strombedarf zu betreiben, aber nur dann wenn auch eine ausreichende Wärmeabnahme bzw. ausreichende Wärmespeicherkapazitäten gegeben sind.

In der Praxis spielen für die BHKW-Auslegung zahlreiche weitere Faktoren eine Rolle, wie z. B. Leistungsschwellen für die Vergütung nach KWKG und EEG, immissionsschutzrechtliche Überlegungen (TA Luft) oder vorgeschriebene Mindestanteile KWK-Strom, z. B. im Rahmen des EEWärmeG oder zur Einhaltung eines bestimmten Primärenergiefaktors bei der Fernwärmeversorgung. Darüber hinaus ergeben sich durch die raschen Veränderungen in der Energiewirtschaft neue Einsatzfelder für KWK-Aggregate, z. B. die Bereitstellung von Regelenergie oder die Direktvermarktung von EEG- und KWK-Strom. Künftige BHKW-Konzepte werden sich daher nicht mehr nur in erster Linie am Wärmebedarf orientieren, sondern der Fokus wird sich mehr und mehr auf die bedarfsgerechte elektrische Energieerzeugung verschieben. Dies erfordert neue Dimensionierungsstrategien für KWK-Anlagen, wie beispielsweise die Zusammenfassung mehrerer Einzelanlagen zu virtuellen Kraftwerken oder die Implementierung großer Wärmespeicher, um den zeitlichen Versatz zwischen Wärme- und Stromanforderung auszugleichen. Erste Anreize für die bedarfsorientierte Stromerzeugung werden z. B. im EEG 2012 durch die Flexibilitätsprämie für Strom aus Biogas gesetzt.

4.3 Einbindung von BHKW-Modulen in Energieversorgungssysteme

Entscheidend für den optimalen Betrieb eines Blockheizkraftwerks ist die korrekte hydraulische und regelungstechnische Einbindung in das Energieversorgungssystem des Objekts, die erfahrungsgemäß v. a. bei nachträglichem Einbau des KWK-Moduls Probleme bereiten kann. Da das BHKW oftmals die teuerste und technisch anspruchsvollste Komponente des Energiesystems darstellt, soll es optimal ausgenutzt werden. Durch die Einbindung muss daher sichergestellt werden, dass das BHKW stets vorrangig vor den anderen Wärmeerzeugern betrieben werden kann. Dazu ist das BHKW nach Möglichkeit so einzubinden, dass

- die Rücklauftemperatur im Heizungsnetz nicht über der maximal zulässigen Rücklauftemperatur des BHKW-Moduls liegt,
- die Rücklauftemperatur nicht unter einen festgelegten Wert fällt (Rücklaufanhebung; meist bereits im BHKW-Modul integriert),
- das BHKW-Modul vorrangig vor dem Spitzenlastkessel den kalten Rücklauf erhält,
- das BHKW die Wärme möglichst direkt an die Verbraucher abgeben kann und momentan nicht benötigte Anlagenkomponenten (Heizkessel, Pufferspeicher) umgangen werden können
- und andere Wärmeerzeuger erst dann zuschalten wenn das BHKW in Verbindung mit einem gegebenenfalls vorhandenen Pufferspeicher die benötigte Wärmeleistung nicht mehr allein zur Verfügung stellen kann.

4.3.1 Hydraulische Standardschaltungen für die BHKW-Einbindung

Die hydraulische Einbindung von Blockheizkraftwerken muss stets auf den jeweiligen Anwendungsfall abgestimmt werden, eine universelle hydraulische Schaltung für die BHKW-Einbindung existiert nicht. Dennoch lassen sich zwei grundlegende Standardschaltungen definieren, die in Abwandlungen für die meisten Anwendungen geeignet sind. Eine detailliertere Darstellung verschiedener hydraulischer Schaltungen für Blockheizkraftwerke findet sich z. B. in [ASUE 2007].

Bei der *Reihenschaltung* (Abbildung 7) wird das BHKW-Modul in den Rücklaufkreis der Kesselanlage eingebunden. Diese Schaltung empfiehlt sich vor allem für große Heizzentralen sowie Wärmenetze bei denen hohe Vorlauftemperaturen gefordert werden und ein Großteil der Wärme über BHKWs bereitgestellt wird. Der Kessel ist hier meist lediglich zur

Abdeckung der Wärmebedarfsspitzen und als Ersatzanlage bei Ausfall des BHKWs vorgesehen und nicht als Grund- oder Mittellastwärmeerzeuger. Eine Brennwertnutzung ist in der Regel nicht möglich, da die Rücklauftemperaturen zum Kessel zu hoch sind, daher kommen in dieser Schaltung konventionelle Kessel zum Einsatz. Ein typisches Beispiel aus dem Projekt für eine Reihenschaltung in etwas abgewandelter Form ist Anlage 1 (vgl. Abbildung 14, Kapitel 4.3.3), die ein Fernwärmenetz versorgt und in Abschnitt 5.1 näher beschrieben wird.

Die Regelung erfolgt bei der Reihenschaltung im Normalfall durch Vorgabe einer Vorlauftemperatur durch die Heizungsregelung mit vorrangiger Ansteuerung des BHKWs. Erreicht die Ausgangstemperatur nach dem BHKW bereits die geforderte Temperatur, bleibt der Kessel abgeschaltet. Erst wenn die Leistung des BHKWs nicht mehr ausreicht, schaltet der Kessel zu. Durch eine geeignete Einstellung der Regelung ist zu vermeiden, dass das Heizungswasser durch den Kessel so stark erwärmt wird, dass der heiße Rücklauf den Überhitzungsschutz des BHKWs auslöst. Zur Vermeidung von Verlusten empfiehlt es sich, einen Bypass für nicht benötigte Wärmeerzeuger vorzusehen, sodass diese nicht durchströmt werden [ASUE 2007].

Bei der in Abbildung 7 gezeigten Version der Reihenschaltung kann das BHKW in Zeiten geringen Wärmebedarfs wahlweise einen optionalen Pufferspeicher laden, um die Laufzeiten zu optimieren oder einen stromorientierten Betrieb zu realisieren. Die Umschaltung zwischen Betrieb am Heizungsnetz oder Beladung des Pufferspeichers erfolgt durch Motorventile oder Ansteuerung von Pumpen. Ist der Puffer geladen und besteht weiterhin kein Wärmebedarf, schaltet das BHKW ab. Bei erneutem Wärmebedarf sollte dann zunächst der Puffer entladen werden und erst dann das BHKW gestartet werden, um wieder Wärmespeicherkapazitäten zu schaffen. Durch Rückflussverhinderer oder Motorventile ist sicherzustellen, dass der Pufferspeicher nicht durch Konvektion unkontrolliert Wärme abgibt [ASUE 2007].

Die Reihenschaltung erlaubt mit wenig Aufwand die Einbindung von Blockheizkraftwerken in bestehende Heizsysteme. Dazu wird ein sogenannter Einbauverteiler in den Rücklauf zur Kesselanlage eingesetzt, der aus zwei T-Abzweigen mit einer dazwischen liegenden Absperrereinrichtung besteht, die nach der Installation in den Rücklauf geschlossen wird [ASUE 2007]. Das Rücklaufwasser fließt dann, bevor es in den Kessel eintritt, zunächst über den BHKW-Kreis. Ein Beispiel für ein BHKW aus dem Projekt, das nachträglich nach diesem Prinzip eingebunden wurde, findet sich bei Anlage 10 (Abbildung 17, Kapitel 4.3.3).

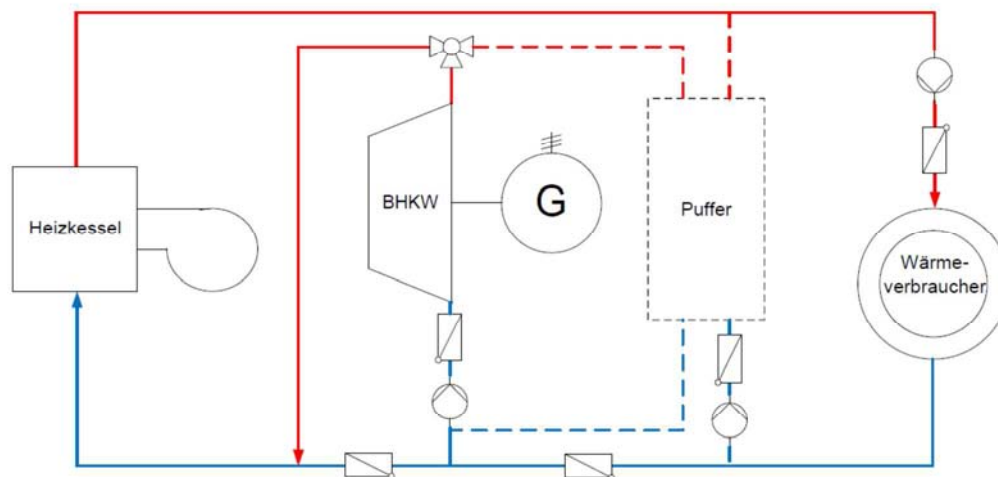


Abbildung 7: Standardkonfiguration Reihenschaltung nach [ASUE 2007]

In den meisten Fällen empfiehlt sich anstelle der Reihenschaltung die *Parallelschaltung* (Abbildung 8), bei der die einzelnen Wärmerzeuger hydraulisch parallel geschaltet sind und somit gleichrangig betrieben werden können. Dies ist sowohl bei Kombinationen verschiedener Grund- und Mittellastwärmerzeuger (z. B. BHKW mit Biomassekessel) von Vorteil, wie auch bei Niedertemperatur- und Brennwertkesseln, da der Heizkessel hier mit niedrigen Vor- und Rücklauftemperaturen betrieben werden kann. Durch eine übergeordnete Regelung ist sicherzustellen, dass das BHKW vorrangig betrieben wird. Optional kann auch bei der Parallelschaltung ein Pufferspeicher eingebunden werden, um die Laufzeiten des BHKWs in Zeiten geringen Wärmebedarfs zu optimieren. Der Puffer kann als hydraulische Weiche fungieren, um die Volumenströme von Wärmerzeugern (Primärseite) und Verbraucherkreis (Sekundärseite) zu entkoppeln. Um zu verhindern, dass das BHKW warmes Rücklaufwasser aus dem Puffer bzw. aus dem Kesselkreis erhält, ist es in diesem Fall sekundärseitig an die hydraulische Weiche anzubinden. Dies gilt ebenso für Brennwertkessel.

Auch bei der Parallelschaltung wird im Normalfall durch die Heizungsregelung eine Vorlauftemperatur vorgegeben und das BHKW vorrangig angesteuert. Die Kesselanlage wird erst dann angefordert, wenn das BHKW alleine die erforderlichen Vorlauftemperaturen nicht mehr bereitstellen kann. Dabei ist auch hier eine Überhitzung durch die Kesselanlage zu vermeiden, insbesondere bei leistungsstarken Kesseln in Kombination mit einem klein dimensionierten BHKW.

Bei der in Abbildung 8 gezeigten Ausführung der Parallelschaltung mit Pufferspeicher erfolgt die Zuschaltung des BHKWs in Abhängigkeit vom Ladezustand des Puffers, der in

der Regel über Schwellwerte für die obere und untere Puffertemperatur erfasst wird. Eine zusätzliche Temperaturmessung auf mehreren Zwischenebenen im Puffer erlaubt eine genauere Ermittlung des Ladezustands und damit eine feinfühligere Regelung. Um den Effekt der Temperaturschichtung möglichst gut ausnutzen zu können, sollten Pufferspeicher nach Möglichkeit immer senkrecht aufgestellt werden. Die Einbindung von Pufferspeichern ist in vielen Fällen sinnvoll, um Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch zeitlich zu entkoppeln. Insbesondere im Sommerbetrieb können so erhöhter Verschleiß und Verluste durch allzu häufiges Takten des BHKWs vermieden werden. Bei BHKW-Anlagen die nur einen sehr kleinen Teil der Wärmelast (10 % bis 20 % der Wärmehöchstlast) abdecken kann dagegen oft auf einen Pufferspeicher verzichtet werden [ASUE 2007].

Ein typisches Beispiel aus dem Projekt für eine Parallelschaltung mit hydraulischer Weiche und sekundärseitiger Anbindung eines Brennwertkessels ist Anlage 15 (vgl. Abbildung 15, Kapitel 4.3.3). Eine Parallelschaltung mit Pufferspeicher als hydraulischer Weiche findet sich bei Anlage 12 (vgl. Abbildung 13, Kapitel 4.3.3).

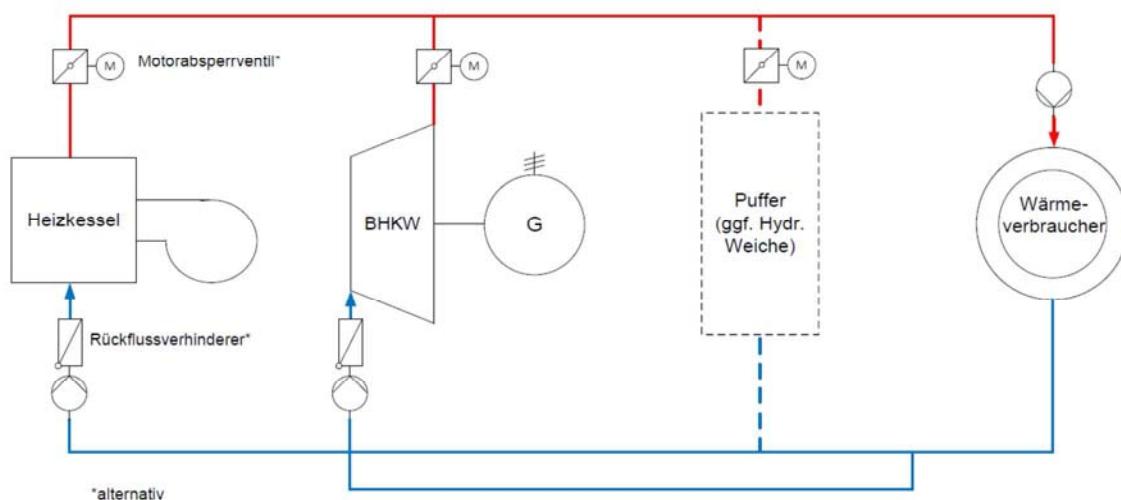


Abbildung 8: Standardkonfiguration Parallelschaltung nach [ASUE 2007]

In vielen Fällen kann eine hydraulische Entkopplung der Heizwasserströme notwendig sein, um die korrekte Funktion der Heizungsanlage zu gewährleisten, insbesondere bei komplexen Heizsystemen mit verschiedenen Wärmeerzeugern, unterschiedlichen Temperaturniveaus und Volumenströmen bei Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung sowie sich gegenseitig beeinflussenden Verteilergruppen. Die hydraulische Entkopplung wird klassischerweise über hydraulische Weichen oder als solche eingebundene Pufferspeicher bewerkstelligt (vgl. Abbildung 8).

Als platzsparende und flexible Alternative zu konventionellen Systemen wurde die Zortström-Technologie entwickelt, die Heizungsverteilung und hydraulische Entkopplung in einem Bauteil vereint. Der Zortström-Verteiler besteht aus einem zylindrischen Behälter, ähnlich einem Pufferspeicher, der intern in zwei bis maximal fünf hydraulisch verbundene Temperaturebenen unterteilt ist [Heinl 2011] [IKZ 2009]. Die Unterteilung erfolgt mit sogenannten Turbulatoren, die zwar die einzelnen Massenströme trennen, aber ein Überströmen in die jeweils andere Temperaturzone zulassen, um ausgeglichene Druckverhältnisse zu schaffen, wodurch der Zortström-Verteiler den hydraulischen Nullpunkt der Wärmeverteilung bildet [EuroHeat 2007] [IKZ 2009].

Die einzelnen Erzeuger und Verbraucher werden radial an die entsprechende Temperaturebene angebunden. Über einen dreistufigen Zortström-Verteiler kann so z. B. eine Hochtemperaturebene für Heizkreise mit Radiatoren, eine Mitteltemperaturebene für Heizkreise mit Flächenheizungen und eine Niedertemperaturebene als Rücklauf für Brennwertheizungen realisiert werden, wie in Abbildung 9 dargestellt. Ein BHKW würde hier den Vorlauf in die Hochtemperaturebene einspeisen und den Rücklauf aus der Mitteltemperaturebene erhalten, während ein Brennwertkessel den Rücklauf mit niedriger Temperatur erhält. Auf die gleiche Weise können Pufferspeicher oder andere Wärmeerzeuger, wie z. B. Wärmepumpen und Solaranlagen, auf der jeweils passenden Temperaturebene eingebunden werden.

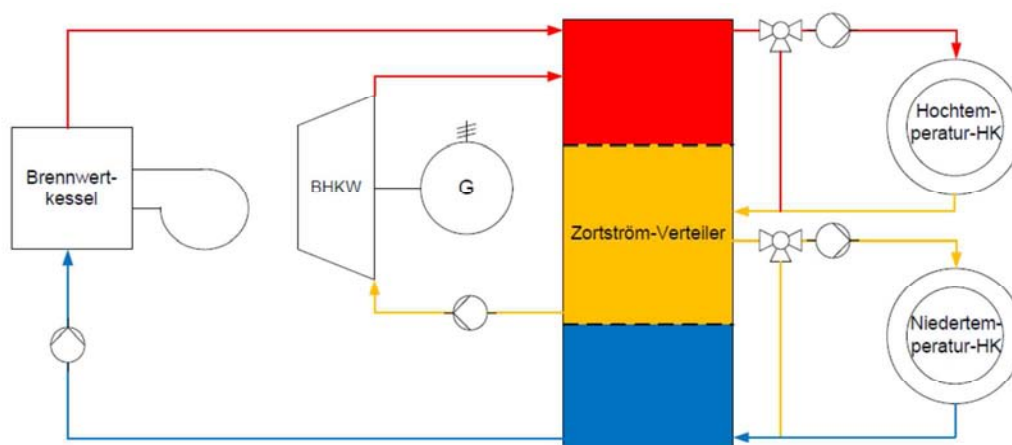


Abbildung 9: Beispiel für eine Wärmeverteilung mit der Zortström-Technologie

Anwendungsbeispiele für die Zortström-Technologie finden sich z. B. bei [Heinl 2011], [EuroHeat 2007] und [IKZ 2007]. Ein Beispiel für einen mehrstufigen Zortström-Verteiler zur Wärmeverteilung für ein Fernwärmenetz mit multivalenten Wärmeerzeugern ist in Abbildung 10 dargestellt.



Abbildung 10: Mehrstufiger Zortström-Verteiler für ein Fernwärmenetz mit multivalenter Heizanlage
[Bildnachweis: Burkhardt GmbH]

4.3.2 Regelungstechnische Einbindung

Im Gegensatz zu Heizkesseln, die in der Regel für die thermische Vollversorgung einer Liegenschaft im modulierenden Betrieb konzipiert sind, handelt es sich bei Blockheizkraftwerken um Grundlastwärmeerzeuger, die für den Dauerbetrieb bei Nennlast ausgelegt sind. Ein modulierender Betrieb oder häufiges Takten ist daher unerwünscht und führt zu verringerter Lebensdauer und Einbußen beim Nutzungsgrad. Üblicherweise wird daher ein Pufferspeicher vorgesehen, um den thermischen Leistungsbedarf zu glätten und einen möglichst kontinuierlichen BHKW-Betrieb zu gewährleisten. Diese speziellen Anforderungen müssen von der Heizungsregelung berücksichtigt werden. Die Führungsgröße für Heizungsregelungen ist dabei in den meisten Fällen die Außentemperatur, anhand derer eine über die Heizkennlinie vorgegebene Vorlauftemperatur für die verschiedenen Heizkreise festgelegt wird. In Abhängigkeit dieser Solltemperatur und der tatsächlichen Temperatur im Vorlauf der Heizkreise werden dann die einzelnen Wärmeerzeuger angefordert.

Jedes BHKW-Modul verfügt in der Regel über eine eigene Steuerung, die An- und Abfahrbetrieb, Netzsynchroisation und Überwachung des Aggregats übernimmt. Das BHKW wird über ein externes Signal (übergeordnete Zentralsteuerung, manuelle Anforderung, Zeitschaltuhr) freigegeben und läuft solange, bis die Freigabe wieder erlischt, oder die Rücklaufftemperatur eine in der Modulsteuerung hinterlegte Grenztemperatur (z. B. 70 °C) überschreitet. Bei hydraulischer Reihenschaltung von BHKW und Heizkessel wäre in Verbindung mit einer konventionellen Heizungsregelung damit bereits die einfachste BHKW-Regelung realisierbar:

- Das BHKW wird manuell oder über eine Zeitschaltuhr angefordert und läuft kontinuierlich, bis die Abschaltbedingung erfüllt ist (Wegfall der Freigabe, Übertemperatur)
- Der Heizkessel erhält im Rücklauf das vom BHKW vorgewärmte Heizwasser und schaltet erst dann zu, wenn die geforderte Vorlauftemperatur nicht mehr erreicht wird

In der Praxis wird dieses Regelkonzept jedoch nur bei einem im Verhältnis zur Wärmehöchstlast vergleichsweise kleinen BHKW oder bei manueller Steuerung der Heizungsanlage befriedigend funktionieren. Schwachpunkte sind:

- Kein echter Vorrang für das BHKW
- Kein gezieltes Laden eines Pufferspeichers möglich
- Die maximale Vorlauftemperatur des Heizkessels sollte kleiner als der maximale Vorlauf des BHKW gewählt werden, um zu vermeiden, dass das Heizwasser im gesamten System so stark erwärmt wird, dass der Überhitzungsschutz des BHKWs auslöst [ASUE 2007]

Im Normalfall ist daher eine übergeordnete Zentralsteuerung notwendig, die mehrere Wärmeerzeuger mit unterschiedlicher Priorität und Hysteresen ansteuern kann. Die Regelung sollte auch in der Lage sein, den Ladezustand eines Pufferspeichers und gegebenenfalls den elektrischen Leistungsbedarf (stromgeführter/stromorientierter Betrieb) zu berücksichtigen. Das BHKW-Modul selbst erhält von der Zentralsteuerung wiederum nur den Befehl An/Aus, die Netzsynchroisation und Anlagenüberwachung übernimmt dann die untergeordnete BHKW-Modulsteuerung. Die Zuschaltung der Kesselanlage sollte modulierend und möglichst fein abgestuft erfolgen, um ein Überschwingen der Temperaturen und eine Abschaltung des BHKW wegen Überhitzung zu vermeiden. Ein optimiertes Regelkonzept könnte demnach folgendermaßen aussehen:

- Außentemperaturgeführte Heizungsregelung mit Vorgabe der Vorlauftemperaturen
- Bedarfsgerechte Einstellung des Heizwasservolumenstroms über drehzahlgeregelte Pumpen ggf. mit Schlechtpunktmessung (Differenzdruckmessung am Ende des Systems)
- Erfassung des Ladezustands des Pufferspeichers über Temperaturfühler in mehreren Ebenen; Definition des Ladezustands über Schwellwerte der Temperatur
- Vorrangige Anforderung des BHKWs, bei Mehrmodulanlagen auf gleichmäßige Auslastung achten (z. B. wöchentlich wechselnde Priorisierung)
- Anforderung des BHKWs erst dann, wenn Wärmebedarf nicht mehr durch Pufferspeicher gedeckt werden kann, bzw. der Puffer entladen ist
- Gewährleistung einer Mindestbetriebszeit der BHKWs nach der Anforderung und/oder Definition einer maximal zulässigen Anzahl von Starts pro Tag
- Wenn Wärmeabnahme nicht mehr ausreichend, dann zunächst Laden des Pufferspeichers, Abschaltung des BHKWs erst wenn Puffer voll ist
- Anforderung der Kesselanlage erst dann, wenn durch BHKW und Puffer der Wärmebedarf nicht mehr gedeckt werden kann
- Möglichst fein abgestufte modulierende Zuschaltung der Heizkessel, um Überschwngen zu begrenzen

Entsprechende Regler sind gerade bei kleinen Blockheizkraftwerken, die als vollwertige eigenständige Heizanlage konzipiert sind, in vielen Fällen bereits in die Modulsteuerung integriert. Bei größeren Modulen, die meist in komplexe Energieversorgungssysteme mit mehreren Wärmeerzeugern, Pufferspeichern und Klimatechnik eingebunden sind, wird dagegen oft eine externe übergeordnete Zentralsteuerung vorgesehen. Die Zentralsteuerung lässt sich einzeln oder als Teil der Gebäudeleittechnik über SPS-Systeme realisieren. Entsprechende Geräte findet man bei allen namhaften Herstellern von Mess-, Steuer- und Regelsystemen für die Heizungs- und Klimatechnik.

Grundsätzlich gilt für die regelungstechnische, wie auch für die hydraulische Einbindung von BHKW-Anlagen, dass das Konzept auf den jeweiligen Anwendungsfall abgestimmt werden muss. Die Versorgung einer durchgängig mit Flächenheizungen ausgestatteten Liegenschaft stellt z. B. andere Anforderungen, als die Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie, oder das stromgeführte Abfahren von elektrischen Leistungsspitzen. Ein allgemein gültiges Regelungskonzept, dass für alle Anwendungen gleichermaßen geeignet ist, existiert daher nicht.

4.3.3 Typische hydraulische Anlagenkonfigurationen in der Praxis

Am Beispiel verschiedener BHKW-Module aus dem Projekt werden im Folgenden typische in der Praxis übliche Anlagenkonfigurationen mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen diskutiert.

Im einfachsten Fall ist das Blockheizkraftwerk direkt an die Heizungsverteilung angebunden, wie in Abbildung 11 dargestellt. Vorteil dieser Variante ist die kostengünstige und einfache Ausführung. Nachteil ist, dass Wärmeanforderung und Wärmerzeugung zu jeder Zeit deckungsgleich sein müssen, da keine Wärmespeicher vorhanden sind. Zudem muss durch die regelungstechnische Abstimmung sichergestellt werden, dass einerseits das BHKW optimal ausgelastet wird, andererseits der Kessel zuschaltet, wenn die geforderten Vorlauftemperaturen nicht erreicht werden. Dabei ist zu verhindern, dass der Heizkessel zu früh oder mit zu großer Leistung anfährt und das Heizungswasser in kurzer Zeit so stark erwärmt, dass das BHKW aufgrund von Überhitzung abschaltet. Im Sommerbetrieb mit geringer Wärmeanforderung muss das BHKW ohne Pufferspeicher entweder modulierend betrieben werden oder häufig taktend zu- und abschalten, was Lebensdauer und Nutzungsgrad beeinträchtigt.

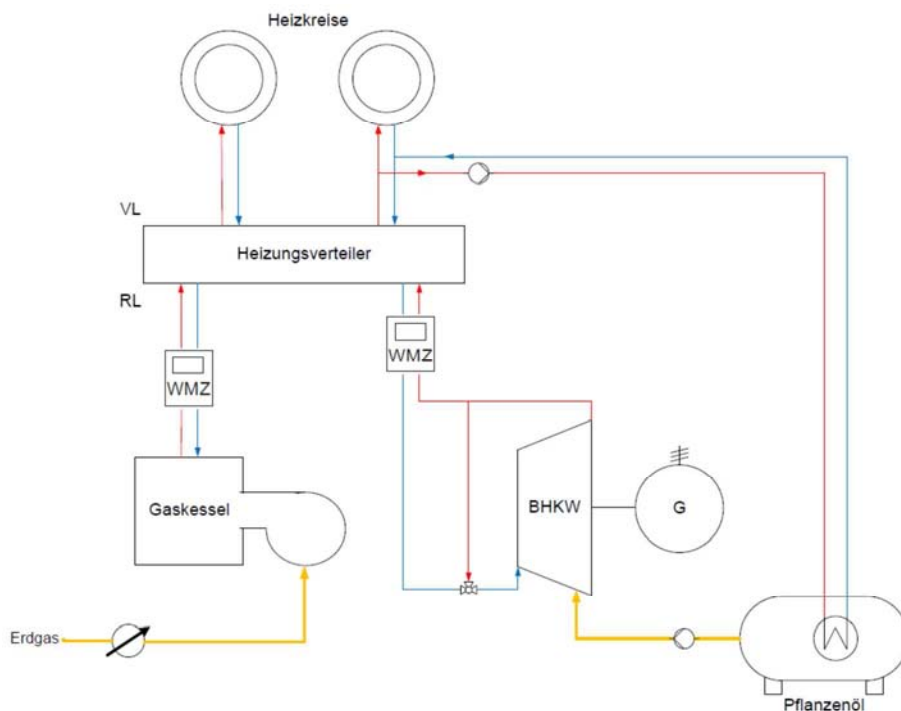


Abbildung 11: Direkte Anbindung des BHKWs an den Heizungsverteiler ohne Puffer (Anlage Nr. 17)

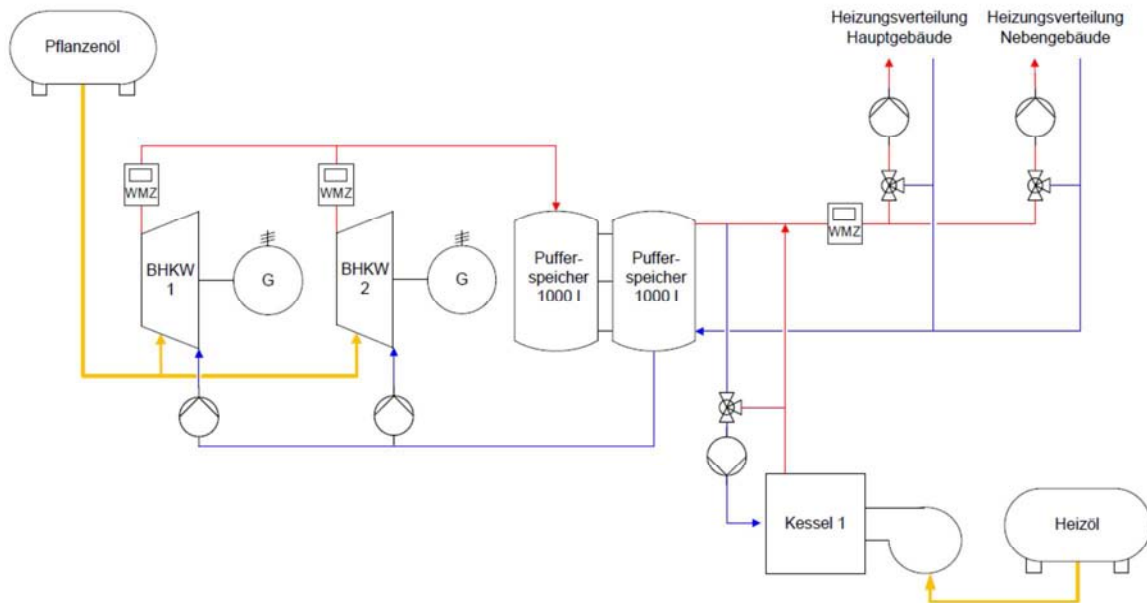


Abbildung 12: BHKW mit indirekter Anbindung über Pufferspeicher (Anlage Nr. 13)

Alternativ empfiehlt sich daher die Einbindung eines Pufferspeichers, wodurch Wärmezeugung und Wärmeanforderung zeitlich entkoppelt werden können. In dem in Abbildung 12 dargestellten Fall ist das BHKW indirekt über den Pufferspeicher an das Heizungsnetz angebunden, was eine hydraulisch und regelungstechnisch einfache Lösung darstellt, aber energetische Nachteile aufweisen kann, da das BHKW in jedem Fall den Puffer laden muss, bevor Wärme ans Heizungsnetz abgegeben werden kann. In der Zwischenzeit muss dann der Gaskessel zuschalten, um ausreichende Vorlauftemperaturen bereitzustellen.

Soll das BHKW direkt Wärme ans Heizungsnetz abgeben können, empfiehlt es sich, eine Umgehungsmöglichkeit für den Pufferspeicher zu schaffen, oder diesen als hydraulische Weiche einzubinden, wie in Abbildung 13 am Beispiel einer Heizzentrale für die Fernwärmeversorgung mit drei parallel geschalteten BHKW-Modulen dargestellt. Wenn momentaner Wärmebedarf und Wärmeleistung der BHKW-Module gleich sind, ist der Volumenstrom des Heizwassers im BHKW-Kreis gleich dem in den Verbraucherkreisen und der Pufferspeicher wird nicht durchströmt. Die BHKW-Module geben dann ihre volle Wärmeleistung direkt an die Verbraucher ab. Ist der Volumenstrom im BHKW-Kreis dagegen größer als im Verbraucherkreis, fließt ein Teilstrom von oben nach unten durch die hydraulische Weiche und erwärmt das Wasservolumen, der Puffer wird geladen. Im umgekehrten Fall, wenn also mehr Wärmeleistung angefordert wird als die BHKWs zur Verfügung stellen können, strömt ein Teilstrom im Verbraucherkreis von unten nach oben durch

den Puffer und entlädt diesen. Erst wenn der Puffer bis zu einem definierten Schwellwert entladen ist, schalten die Heizkessel zu. Die Schaltung in Abbildung 13 verfügt zusätzlich über zwei Motorabsperrventile in Vorlauf- und Rücklauf, über die sich die Betriebsweise der Anlage steuern lässt. Für den Sommerbetrieb ist das Vorlaufventil geöffnet und das Rücklaufventil geschlossen, sodass die BHKW-Module direkt ins Fernwärmenetz einspeisen können. Wird das Vorlaufventil geschlossen und das Rücklaufventil geöffnet, arbeitet die BHKW-Anlage als Rücklaufanhebung für die Heizkessel (serielle Verschaltung), so dass im Winterbetrieb höhere Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz bereitgestellt werden können.

BHKW-Module und Kesselanlage können grundsätzlich seriell oder parallel verschaltet werden. Abbildung 14 zeigt die serielle Verschaltung am Beispiel einer Heizzentrale mit einem als hydraulische Weiche ausgeführten Pufferspeicher. BHKW und Pufferspeicher werden stets vorrangig betrieben, bei Bedarf schaltet der Kessel zu und heizt den Vorlauf zum Heizungsnetz weiter auf. Wenn der Kessel alleine betrieben werden soll, können BHKW und Pufferspeicher über einen Bypass umgangen werden. Die serielle Verschaltung ist grundsätzlich nur bei Anlagen mit konventionellen Heizkesseln sinnvoll, da hier die Rücklauftemperaturen durch das BHKW so weit angehoben werden, dass eine Brennwertnutzung nicht mehr möglich ist. Wird der Kessel nicht benötigt, sollte darauf geachtet werden, dass er nicht durchströmt wird, um Wärmeverluste zu vermeiden.

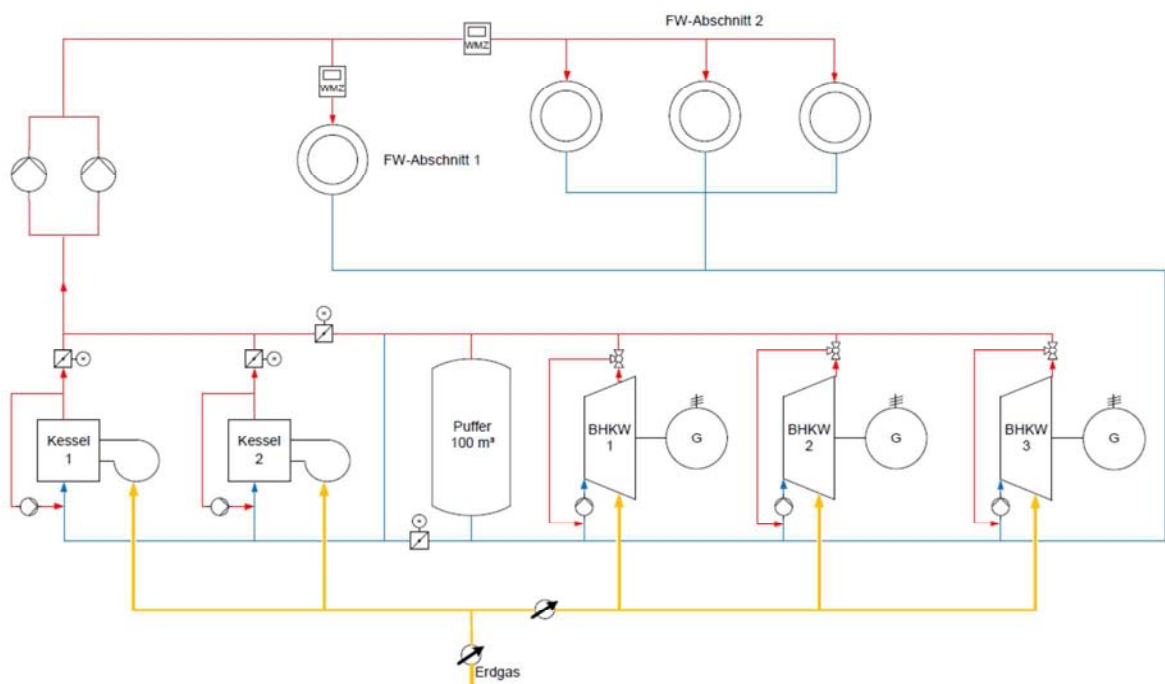


Abbildung 13: BHKW mit Einbindung des Pufferspeichers als hydraulische Weiche (Anlage Nr. 12)

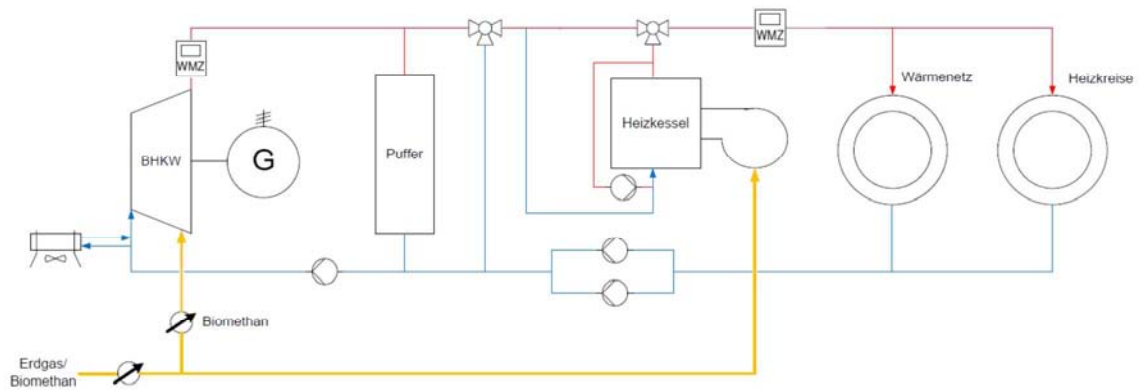


Abbildung 14: Serielle Verschaltung von BHKW und Kessel (Anlage Nr. 1)

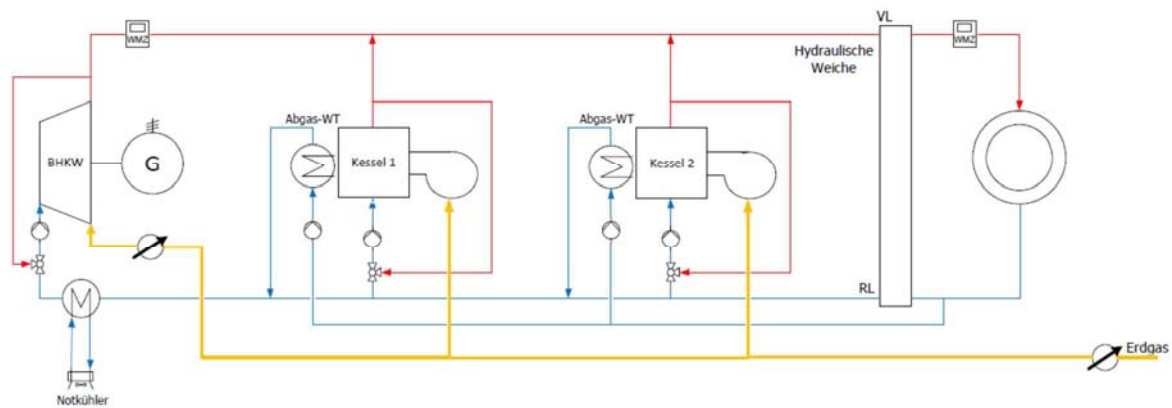


Abbildung 15: Parallele Verschaltung von BHKW und Kessel (Anlage Nr. 15)

Soll der Heizkessel nicht nur die Bedarfsspitzen decken, sondern einen substantiellen Anteil des Wärmebedarfs decken, beispielsweise als Mittellastkessel, so ist aus Effizienzgründen der Einsatz von Brennwertkesseln in Parallelschaltung empfehlenswert, wie in Abbildung 15 dargestellt. Das Blockheizkraftwerk und die beiden Kessel speisen parallel über eine hydraulische Weiche die Verbraucherkreise. Die Abgaswärmetauscher der Kessel heben die Rücklauftemperatur an und sind sekundärseitig (Verbraucherkreis) an die hydraulische Weiche angeschlossen. So erhalten sie stets den kältesten Rücklauf, um den Brennwerteffekt optimal ausnutzen zu können. Wie Abbildung 16 am Beispiel der Anlage Nummer 4 zeigt, kann diese Schaltung auch angewandt werden, um für das BHKW möglichst niedrige Rücklauftemperaturen zu gewährleisten.

Dass die hydraulische Einbindung des BHKWs in der Praxis keinesfalls immer optimal gestaltet wird, zeigt Abbildung 17. Hier wurde das BHKW nachträglich seriell in den Rücklauf der vorhandenen Brennwertkessel eingebunden, was zur Folge hat, dass der Brennwerteffekt aufgrund zu hoher Rücklauftemperaturen nicht mehr genutzt werden kann. Da

das BHKW in diesem speziellen Fall nur ca. 25 % des Wärmebedarfs deckt, muss der größte Teil der Wärme ohne Brennwertnutzung mit vergleichsweise schlechten Nutzungsgraden über die Heizkessel bereitgestellt werden. Eine Parallelschaltung von BHKW und Kessel wäre hier vorteilhafter.

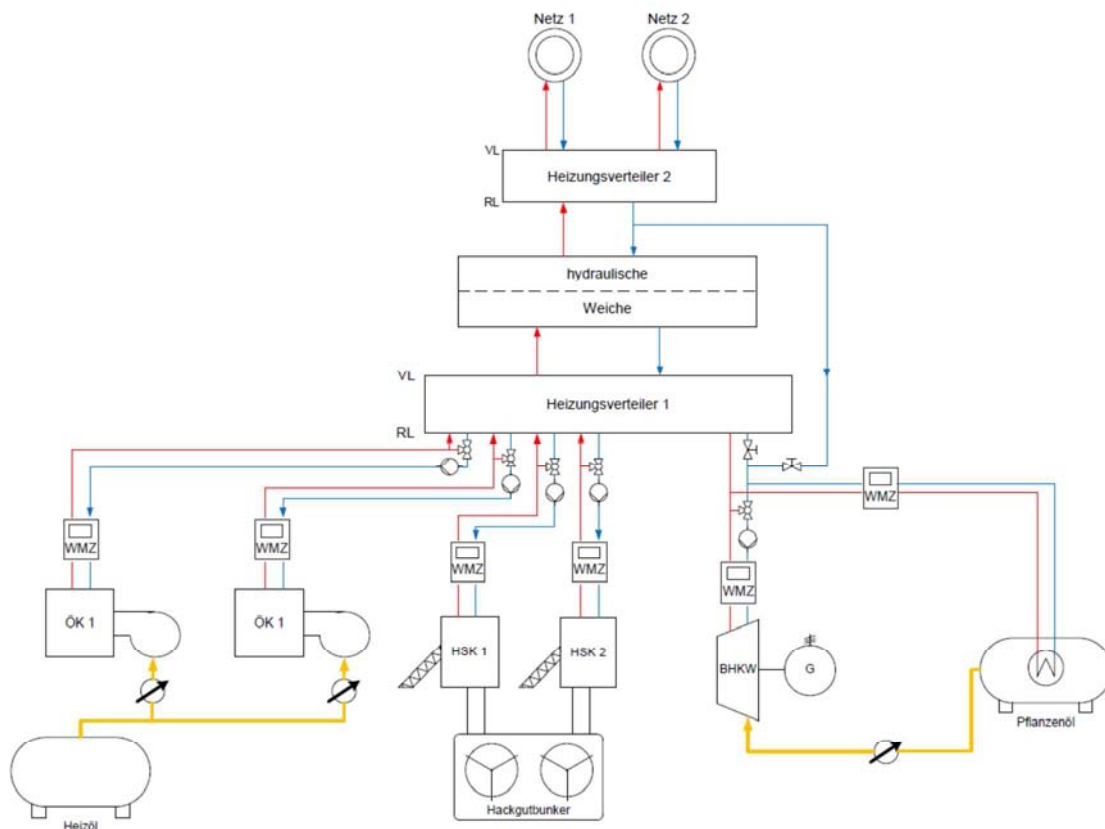


Abbildung 16: Sekundärseitige Anbindung des BHKWs an die hydraulische Weiche (Anlage Nr. 4)

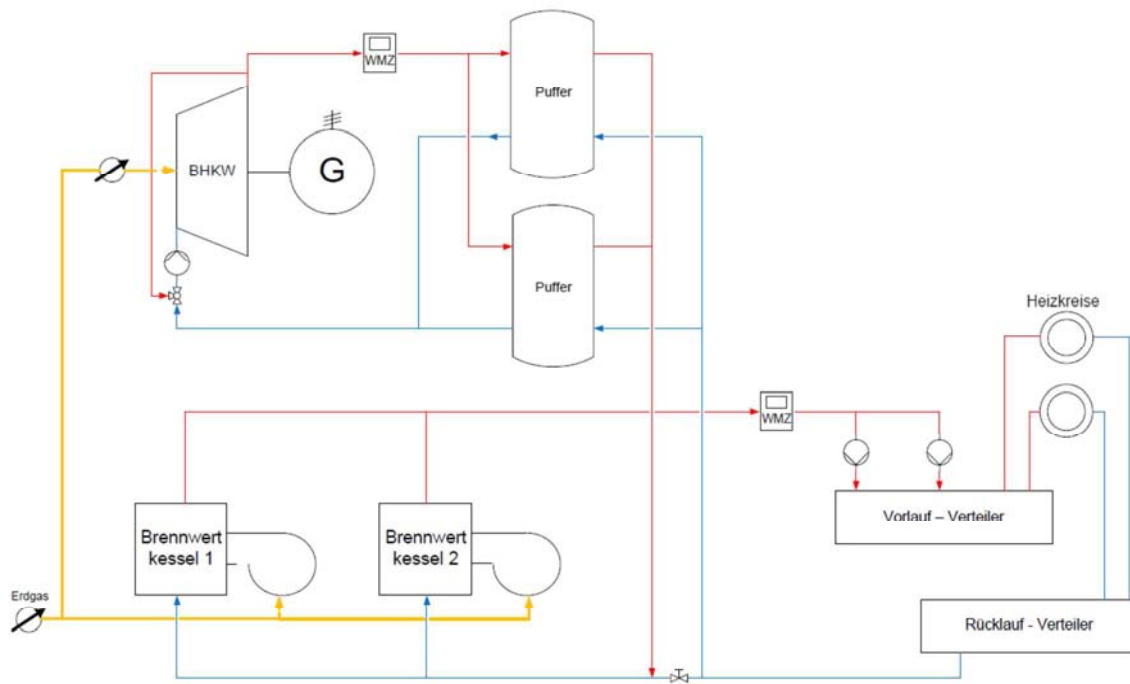


Abbildung 17: Ungünstige serielle Verschaltung von BHKW und Brennwertkessel (Anlage Nr. 10)

In der Regel werden bei Verbrennungsmotor-BHKWs die Abwärmeströme aus Motor-kühlwasser, Schmierölkreislauf und Abgas intern im Modul zusammengefasst und über einen gemeinsamen Plattenwärmetauscher mit typischen Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 90 °C / 70 °C in das Heizungsnetz eingekoppelt. Es ist jedoch auch möglich, die Wärmeströme aufzusplitten und Wärme auf verschiedenen Temperaturniveaus auszukoppeln. Beispielsweise kann aus der Kühlwasser- und der Schmierölkühlung Heizwärme mit Temperaturen bis 90 °C werden ausgekoppelt werden, während die auf hohem Temperaturniveau verfügbare Abgaswärme zur Dampferzeugung genutzt wird. Im Verhältnis zur thermischen Gesamtleistung der BHKW-Anlage ist jedoch meist nur etwa die Hälfte als Hochtemperaturwärme auskoppelbar, sodass diese Konfiguration erst bei größeren BHKWs Sinn macht [Suttor 2009]. Zudem sinkt im Allgemeinen der Gesamtwirkungsgrad des Moduls, da das Abgas nicht so weit abgekühlt werden kann wie bei reiner Niedertemperaturwärmeauskopplung. Abbildung 18 zeigt am Beispiel der Anlage Nummer 14 ein BHKW-Modul mit Niedertemperaturkreislauf zur Heizwärmebereitstellung und einem Hochtemperaturkreislauf zum Antrieb einer Absorptionswärmepumpe. Das BHKW beheizt den Austreiber der Wärmepumpe, der Absorptionswärmeprozess ist aus Gründen der Übersichtlichkeit hier nicht dargestellt. Wird mehr Hochtemperaturwärme bereitgestellt als benötigt, kann diese über einen HT/NT-Wärmetauscher in den Niedertemperaturkreislauf eingekoppelt werden. Reicht die Hochtemperaturwärme der BHKWs nicht aus, kann der Austreiber zusätzlich über einen Gasbrenner befeuert werden. Da bei dieser Anlage über

die Absorptionswärmepumpe Erdwärme für Heizzwecke nutzbar gemacht wird, wird in Kauf genommen, dass der thermische Nutzungsgrad der BHKW-Module mit der Hochtemperaturwärmeauskopplung sinkt.

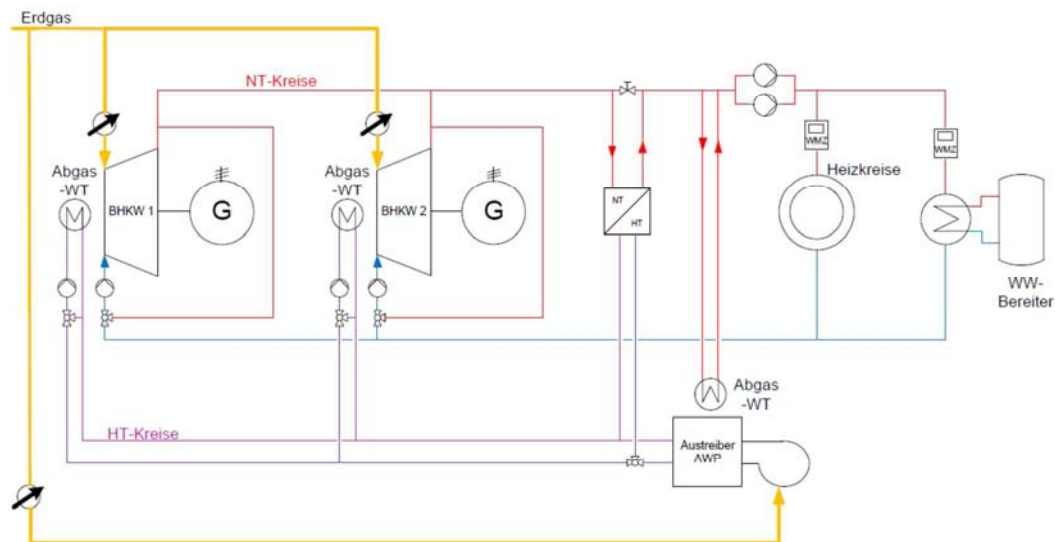


Abbildung 18: BHKW mit Hoch- (HT) und Niedertemperaturwärmeauskopplung (NT) (Anlage Nr. 14)

5 Ergebnisse der Begehungen vor Ort

5.1 Anlage 1

BHKW-Anlage 1 dient zur Versorgung eines öffentlichen Wärmenetzes mit mehreren Abnehmern. Die Wärmegrundlast wird über ein wärmegeführtes Biomethan-Blockheizkraftwerk abgedeckt, die Spitzenleistung wird von einem konventionellen Warmwasserkessel mit Zweistoffbrenner (Heizöl EL / Erdgas) bereitgestellt, der vorrangig mit Erdgas betrieben wird. Zur Optimierung der BHKW-Laufzeiten verfügt die Anlage über einen Pufferspeicher mit 13,5 m³, der als hydraulische Weiche betrieben wird. Der vom BHKW erzeugte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Biomethan-BHKW-Modul mit 801 kW_{el}, 942 kW_{th}, Inbetriebnahme 2007
- Hersteller BHKW GE Energy, Jenbacher
- Grundlastversorgung eines öffentlichen Wärmenetzes mit 1,14 km Länge
- 1 Erdgas-Spitzenlastkessel 2.400 kW_{th}
- 100% Stromeinspeisung nach EEG
- Betrieb mit Nennlast, nicht modulierend
- Vorlauftemperatur BHKW 100°C, Rücklauf max. 70°C
- Anbindung BHKW über Pufferspeicher 13.050 Liter (hydraulische Weiche)
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2010

Betreibermodell:

BHKW und Spitzenlastkessel werden von einem Energieversorgungsunternehmen betrieben. Die bereitgestellte Wärme wird über ein Wärmenetz an nahe gelegene Abnehmer verkauft. Das BHKW wird wärmegeführt mit Biomethan betrieben, der bereitgestellte Strom vollständig in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet.

Feststellungen:

Nach Rücksprache mit dem Betreiber ist der Pufferspeicher zu klein dimensioniert um eine optimale Auslastung des BHKWs zu ermöglichen. Bei einer Temperaturspreizung von 30 K kann der Pufferspeicher max. ca. 420 kWh aufnehmen, dies ist lediglich für etwa 25 Minuten Volllastbetrieb der Anlage ausreichend, so dass im Sommer häufiges Takten notwendig ist. Aufgrund der baulichen Gegebenheiten ist die Installation eines größeren Pufferspeichers jedoch nicht möglich.

Die Anlage verfügt über einen Gemischkühler, der das nach dem Turbolader komprimierte heiße Gas-Luftgemisch vor Eintritt in die Brennräume abkühlt, um die Füllung und das Emissionsverhalten zu verbessern und klopfenden Betrieb zu vermeiden. Die Abwärme des Gemischkühlers wird in der Regel an den Heizungskreislauf abgegeben, im Sommer jedoch teilweise über einen Tischkühler abgeführt, um eine Überhitzung des Gemisches zu verhindern. Die dadurch verlorene Wärmeenergie ist jedoch vergleichsweise gering.

Optimierungsvorschläge:

Im Rahmen der Gegebenheiten wird die Anlage optimal betrieben, Potential für Verbesserungen ist aufgrund der baulichen Beschränkungen kaum vorhanden. Optimierungsmöglichkeiten sind:

- Vergrößerung des Pufferspeichers um Takten des BHKWs zu vermeiden; aufgrund der baulichen Gegebenheiten jedoch nur schwer umsetzbar.
- Modulierender Betrieb mit geringerer Leistung in den Sommermonaten um häufiges Takten zu vermeiden; hierbei fällt jedoch der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs ab.
- Evtl. BHKW mit geringerer thermischer Leistung installieren, um Laufzeiten in den Sommermonaten zu erhöhen. Hierbei fällt zudem ein größerer Teil des erzeugten Stroms unter die günstigere EEG-Vergütungsklasse bis 150 kW_{el}, jedoch muss der Gaskessel einen höheren Anteil am Wärmebedarf decken.

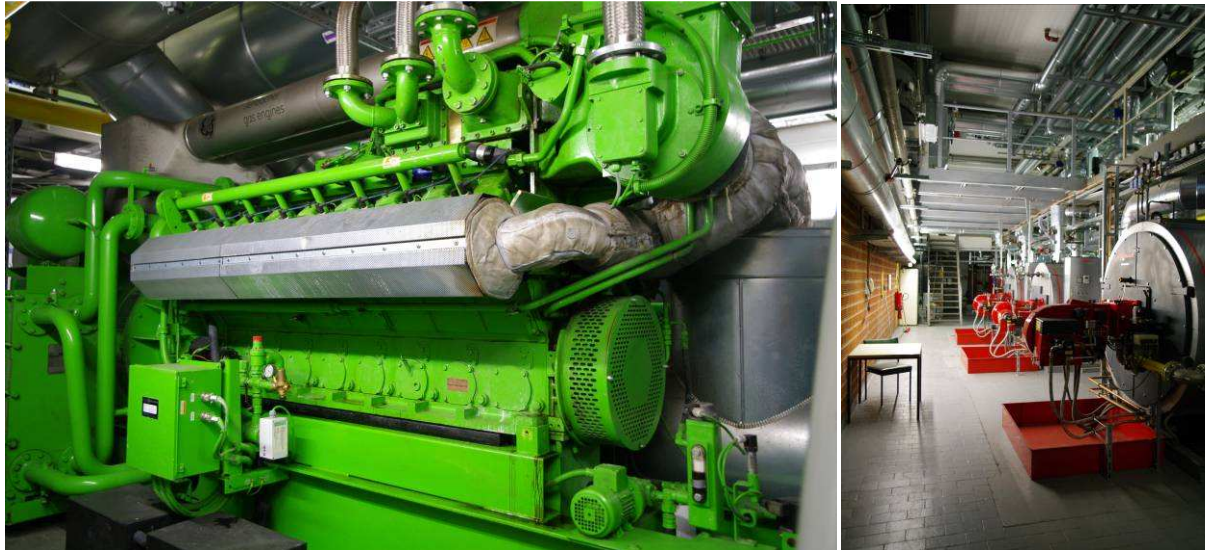


Abbildung 19: BHKW-Modul (links) und Spitzlastkessel (rechts) Anlage 1

5.2 Anlagen 2 und 3

Die BHKW-Anlagen 2 und 3 im Projekt versorgen gemeinsam ein Wärmenetz von 4,1 km Länge (ausschließlich Heizwärme und Brauchwassererwärmung) mit insgesamt 16,2 MW thermischer Anschlussleistung.

Die Wärmeversorgung erfolgt über zwei 12-Zylinder BHKW-Aggregate, die mit Erdgas betrieben werden und zwei erdgasbetriebene Spitzenlast- bzw. Reservekessel (Anlage 3). Die erdgasbetriebenen Module speisen in das öffentliche Stromnetz ein, die Vergütung hierfür richtet sich nach dem KWKG. Zusätzlich verfügt die Anlage über ein 16-Zylinder BHKW-Aggregat, das mit Biomethan betrieben wird und aufgrund der abweichenden Vergütungsregelungen für den eingespeisten Strom im Rahmen des Projekts als gesonderte BHKW-Anlage betrachtet wird (Anlage 2).

Kurzbeschreibung:

- Inbetriebnahme der Heizzentrale 1992, Inbetriebnahme derzeitige BHKW-Anlage 2006
- Anlage 1: Ein wärmegeführtes Biomethan-BHKW-Modul mit 746 kW_{el}, 973 kW_{th}, 100 % Stromeinspeisung nach EEG
- Anlage 2: Zwei wärmegeführte Erdgas-BHKW-Module mit 526 kW_{el} und 708 kW_{th}, Stromeigennutzung mit Überschusseinspeisung nach KWKG
- Hersteller BHKW-Module GE Energy, Jenbacher
- 2 Spitzenlastkessel 2.400 kW_{th} und 7.500 kW_{th} mit Zweistoffbrenner Erdgas/Heizöl
- Grundlastversorgung eines öffentlichen Wärmenetzes mit 4,85 km Länge
- Betrieb stets mit Nennlast, nicht modulierend
- Vorlauftemperatur BHKW-Module gleitend 80°C – 90°C
- Anbindung der BHKW-Module über Pufferspeicher mit 20.000 l (hydraulische Weiche)
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2010

Betreibermodell:

Die BHKW-Module sind Bestandteil eines Heizkraftwerks, das von einem Energieversorgungsunternehmen betrieben wird. Die bereitgestellte Wärme wird über ein öffentliches Wärmenetz an verschiedene Abnehmer im angrenzenden Gewerbe- und Wohngebiet geliefert. Der Strom der Biomethan-BHKW-Anlage wird zu 100 % nach EEG ins öffentliche Netz eingespeist, der Strom der Erdgas-BHKW-Anlage wird vorrangig zur Eigenbedarfsdeckung eingesetzt, der Überschuss wird ins öffentliche Netz eingespeist.

Feststellungen:

Die BHKW-Module werden unter den gegebenen Rahmenbedingungen optimal betrieben. Mit der Umstellung des BHKW-Moduls mit der größten Leistung auf Biomethan und dem vorrangigen Betrieb dieses Moduls wurde bereits eine wesentliche wirtschaftliche und ökologische Verbesserung umgesetzt.

Durch eine Nachverstromungseinheit, z. B. auf Basis eines ORC oder Dampfkraftprozesses, könnte die elektrische Energieerzeugung gesteigert werden, jedoch zu Lasten der Wärmeauskopplung, die bei der bestehenden Konzeptionierung als Heizkraftwerk im Vordergrund steht.

Da kaum Ansatzpunkte für eine wesentlich verbesserte Modellkonfiguration bestehen, wurden die Untersuchungen im Rahmen des Projekts auf die Auswertung des Ist-Zustands beschränkt.



Abbildung 20: Biomethan-BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 2 und 3

5.3 Anlage 4

Anlage Nummer 4 ist Teil eines innovativen Energieversorgungskonzepts für ein Werksgelände, bei dem Wärmeerzeuger und Wärmeverbraucher thermisch über eine Ringleitung vernetzt sind. Hierbei kann die Abwärme aus Produktionsprozessen am Entstehungsort ins Netz eingespeist werden in anderen Werksbereichen genutzt werden.

Das Heizsystem selbst besteht aus einem pflanzenölbetriebenen Blockheizkraftwerk des Herstellers Burkhardt, das die Wärmegrundlast abdeckt. Als Mittellastkessel werden Hackschnitzelanlagen der Firma KWB eingesetzt, die Spitzenlast wird durch zwei Heizölkessel des Herstellers Buderus bereitgestellt. Das BHKW wird wärmegeführt betrieben, der dabei erzeugte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Aufgrund des hohen Wasserinhalts der Wärmeleitung (55 m³) kann auf einen Pufferspeicher verzichtet werden, das Netz selbst dient als Wärmespeicher.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Pflanzenöl-BHKW-Modul mit 240 kW_{el}, 220 kW_{th}, Inbetriebnahme 2007
- Hersteller BHKW Fa. Burkhardt GmbH
- 100% Stromeinspeisung nach EEG
- 2 Hackschnitzel-Mittellastkessel 2 x 300 kW_{th}
- 2 Heizöl-Spitzenlastkessel 2 x 1.400 kW_{th}
- Grundlastversorgung des thermisch vernetzten Werksgeländes mit Heiz- und Prozesswärme
- Modulierender Betrieb im Sommer möglich
- Anbindung BHKW ohne Pufferspeicher über hydraulische Weiche; Rücklauf des BHKWs sekundärseitig an hydraulische Weiche angebunden
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2010



Abbildung 21: BHKW-Modul, Hackschnitzelkessel und Spitzenlastkessel Anlage 4 (von links)

Betreibermodell:

Die Anlage wird von einem Industrieunternehmen auf dem eigenen Werksgelände betrieben, die bereitgestellte Wärme wird vollständig im Werksgelände selbst genutzt, der Strom ins öffentliche Netz eingespeist.

Feststellungen:

Das BHKW-Modul ist gut auf den Wärmebedarf abgestimmt und erreicht hohe Vollbenutzungsstunden und hohe elektrische Nutzungsgrade. Gewährleistet wird dies u.a. durch die sekundärseitige (verbraucherseitige) Anbindung des BHKWs an die hydraulische Weiche, so dass das BHKW stets den kältesten Rücklauf erhält.

Eine verbesserte Auslastung wäre bei etwas geringerer thermischer Leistungsabgabe möglich, derzeit muss das BHKW aufgrund mangelnder Wärmeabnahme in den Sommermonaten taktend betrieben werden oder modulierend die Leistung reduzieren.

Optimierungsvorschläge:

- Einbindung weiterer Wärmeabnehmer für den Sommerbetrieb, z.B. Beheizung oder Vorwärmung von Prozessbädern.
- Für das installierte BHKW-Modul wird eine Abgasturbine zur Nachrüstung angeboten; diese steigert den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage und reduziert die thermische Leistungsabgabe (Steigerung der Stromkennzahl), so dass im Sommer eine bessere Auslastung des Moduls gegeben ist. Dadurch kann bei geringerem Kraftstoffverbrauch mehr Strom bereitgestellt werden.

5.4 Anlage 5

BHKW-Anlage 5 speist in ein Heißwassernetz auf dem Werksgelände eines großen Industrieunternehmens, über das die Werkshallen mit Heiz- und Prozesswärme versorgt werden.

Diese Wärmeversorgung erfolgt über drei Erdgas-Dampfkesseln der Firma Loos und zwei erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke der Marke Deutz MWM für die Grundlastabdeckung. Die BHKW-Module sind hydraulisch in Reihe zu den Dampfkesseln geschaltet und heben die Rücklauftemperatur im Netz an. Beide Module werden wärmegeführt betrieben, der erzeugte Strom wird vollständig im Werksnetz genutzt.

Die BHKW-Anlage kann bei Bedarf im Verbund mit weiteren Notstromaggregaten die Notstromversorgung des Werks sicherstellen.

Kurzbeschreibung:

- 2 wärmegeführte Erdgas-BHKW-Module 320 kW_{el}, 528 kW_{th}, Inbetriebnahme 1991
- Hersteller BHKW Deutz MWM
- 100 % Stromeigennutzung
- 3 Erdgas-Dampfkessel mit 2 x 6.000 kW_{th} und 1 x 7.000 kW_{th}
- Wärmerückgewinnung aus der Druckluftbereitstellung zur Deckung der Wärmegrundlast
- Grundlastversorgung des Werksgeländes mit Heizwärme
- Netzersatzbetrieb möglich
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2008 – 2010

Betreibermodell:

Die Anlage wird von einem Industrieunternehmen auf dem eigenen Werksgelände betrieben, die bereitgestellte Wärme wird vollständig im Werksgelände selbst genutzt, ebenso wie der bereitgestellte Strom.



Abbildung 22: BHKW-Modul Anlage 5

Feststellungen:

Die beiden BHKW-Module Baujahr 1991 sind mit 8-Zylinder Saugmotoren ausgerüstet und entsprechen nicht mehr dem heutigen Stand der Technik. Der elektrische Nutzungsgrad ist mit etwa 32 % für diese Leistungsklasse vergleichsweise niedrig. Ein modernes BHKW mit Turbomotor und vergleichbarer thermischer Leistung weist wesentlich höhere elektrische Wirkungsgrade auf, zudem kann für die Neuanlage die Förderung nach dem aktuellen KWKG in Anspruch genommen werden. Aufgrund einer ungünstigen hydraulischen Einbindung bzw. Heizungsregelung kommt es bei der bestehenden Anlage im Winter bei Betrieb der Kesselanlage wiederholt zu Problemen mit zu hohen Rücklauftemperaturen, was zu einer Abschaltung der BHKW-Module führt (Überhitzungsschutz).

Optimierungsvorschläge:

- Installation neuer BHKW-Module nach aktuellem Stand der Technik
- Optimierung der hydraulischen Einbindung der BHKW-Anlage, um ungewolltes Abschalten aufgrund zu Rücklauftemperaturen zu vermeiden

5.5 Anlage 6

BHKW-Anlage 6 versorgt ein Archiv mit angegliederter öffentlicher Bibliothek mit Wärme für die Gebäudebeheizung und -klimatisierung. Das BHKW deckt die Wärmegrundlast und wird durch zwei parallel geschaltete Erdgas-Spitzenlastkessel unterstützt. Im Sommerbetrieb dient ein dritter, kleinerer Erdgaskessel als Reservekessel, sodass die beiden Spitzenlastkessel außer Betrieb genommen werden können. Da zum Schutz des Literaturbestands eine Vollklimatisierung der Magazine auf 18 °C bis 19 °C bei einer relativen Luftfeuchte von 50 % bis 55 % erforderlich ist (ganzjähriger Wärme- und Kältebedarf), sind zusätzlich Kälteanlagen installiert, die elektrisch betrieben werden.

Das BHKW-Modul wird wärmegeführt betrieben, der dabei erzeugte Strom wird vorrangig im Hausnetz der Liegenschaft verbraucht. Etwaiger Überschussstrom kann ins öffentliche Netz eingespeist und nach dem KWKG vergütet werden.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-BHKW-Modul mit 112 kW_{el}, 196 kW_{th}, Inbetriebnahme 2006
- Hersteller BHKW Comuna Metall
- 100% Stromeigennutzung
- 3 Erdgas-Heizkessel mit 2 x 1450 kW_{th} (Winterkessel) 1 x 600 kW_{th} (Sommerkessel)
- Pufferspeicher 8.500 l, liegend eingebaut
- Grundlastversorgung der Liegenschaft mit Heizwärme und Wärme für die Klimatisierung der Magazine
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2008 – 2010

Betreibermodell:

Die Anlage wird im Rahmen eines Energieeinspar-Contractings von einem Contracting-Unternehmen betrieben, die Wartung erfolgt vom Hersteller der BHKW-Anlage. Strom und Wärme werden vollständig in der Liegenschaft selbst genutzt.

Feststellungen:

Das BHKW wird mit vergleichsweise hohen und energetisch ungünstigen Vorlauftemperaturen von bis zu 110 °C betrieben. Der Pufferspeicher ist liegend eingebaut, was deutliche Nachteile bzgl. der Temperaturschichtung mit sich bringt, aber aufgrund der geringen Raumhöhe der Technikräume nicht anders möglich ist. Seit Inbetriebnahme des BHKWs war bereits zweimalig ein Austausch des Motors aufgrund von schwerwiegenden Schäden (u. a. Kolbendurchschlag durchs Gehäuse) notwendig.

Die Wärmebereitstellung von BHKW und Kesseln wird messtechnisch nicht erfasst, sodass der thermische Energieumsatz des Moduls nur anhand Wirkungsgradangaben aus dem Datenblatt abgeschätzt werden konnte. Um die Datenbasis für künftige Optimierungsarbeiten zu schaffen sollte daher zumindest für das BHKW-Modul ein Wärmemengenzähler nachgerüstet werden.

Optimierungsvorschläge:

- Überprüfung ob die hohen Vorlauftemperaturen des BHKWs tatsächlich erforderlich sind oder diese ggf. abgesenkt werden können
- Anbringung von Wärmemengenzählern und regelmäßige Auswertung der Zählerstände für BHKW und Kesselanlage, um die erforderliche Datenbasis für Optimierungsarbeiten zu schaffen

5.6 Anlage 7

Bei Anlage Nummer 7 handelt es sich um eine Biogasanlage, von der aus mehrere BHKW-Module mit Gas versorgt werden. Die BHKW-Module befinden sich auf dem Betriebsgelände der Biogasanlage, die zwischen zwei Ortschaften außerhalb des Ortskerns gelegen ist. Die von den BHKW-Modulen bereitgestellte Wärme wird über eine Fernwärmetrasse zu den Wärmekunden transportiert, der Strom wird ins das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet.

Zusätzlich zu den beiden seit 2006 bestehenden BHKW-Modulen auf den Betriebsgelände wurde im Jahr 2010 ein Satelliten-BHKW in unmittelbarer Nähe der Wärmekunden installiert, das über eine Gasleitung von der Biogasanlage aus mit Brennstoff versorgt wird. Die alte Fernwärmeleitung vom Hauptstandort aus blieb bestehen und speist nun in einen neuen Wärmeverteiler am Satelliten-BHKW. Die Anlage verfügt über keine Spitzenlastkessel, die Versorgungssicherheit wird über einen 50 m³ Pufferspeicher und den modularen Aufbau mit insgesamt 3 KWK-Aggregaten sichergestellt. Die BHKW werden jeweils stromgeführt betrieben und verfügen daher über Notkühleinrichtungen. Vorteil der Anordnung mit Satelliten-BHKW unmittelbar beim Kunden ist, dass die Wärmeverluste beim Transport verringert werden. Zudem gilt das Satelliten-BHKW als neue Anlage im Sinne des EEG, sodass die volle Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden kann, was bei einem zusätzlichen Modul am bestehenden Standort nicht der Fall wäre. Abbildung 24 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema der Gesamtanlage.



Abbildung 23: Fermenter (links) und BHKW-Modul (rechts) Anlage 7

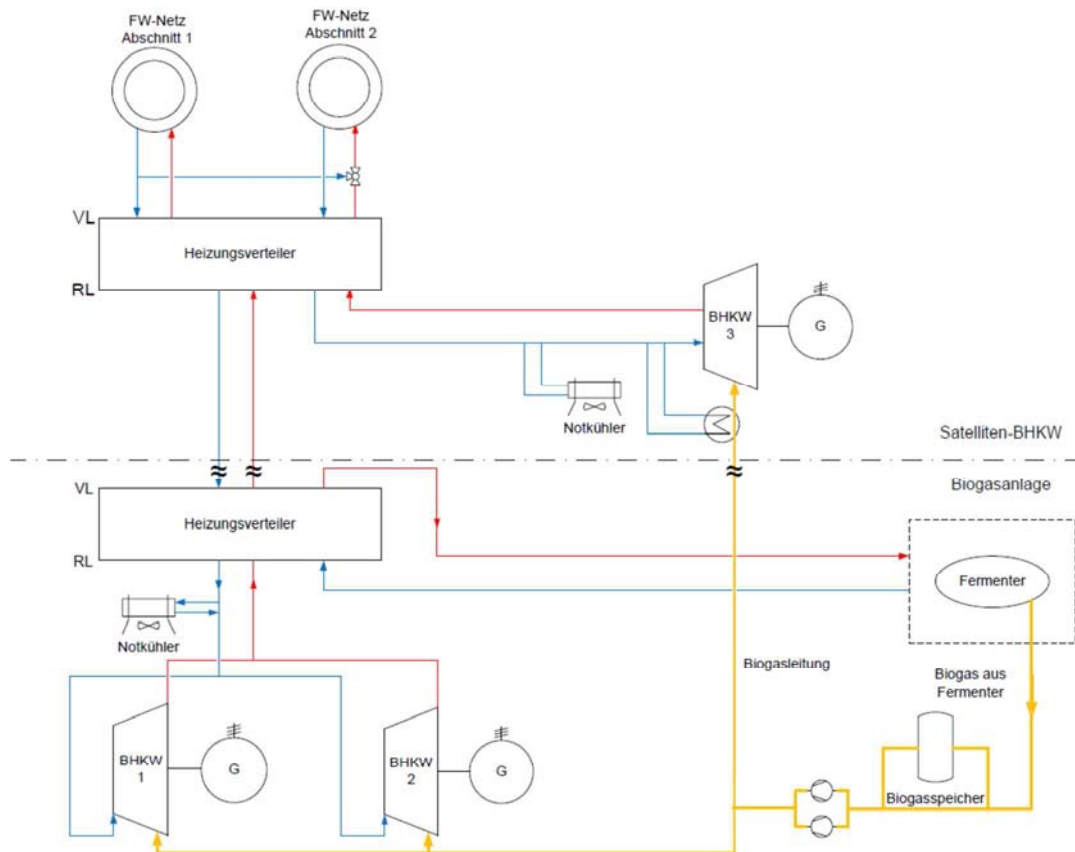


Abbildung 24: Hydraulikschema Anlage 7

Kurzbeschreibung:

- Biogasanlage NawaRo mit 30 % Gülleeinsatz, Inbetriebnahme 2006
- Bestandsanlage mit 2 Biogas-BHKW-Modulen je 335 kW_{el}, 445 kW_{th}
- Satelliten-Biogas-BHKW 330 kW_{el}, 425 kW_{th}, Inbetriebnahme 2010, über Biogasleitung ca. 1 km Länge angebunden
- Hersteller BHKW-Module Fa. MTU Onsite Energy
- Stromgeführter Betrieb mit Stromeinspeisung nach EEG 2009
- Formaldehyd-Grenzwert < 60 mg/m³ wird eingehalten
- Versorgung eines Wärmenetzes mit mehreren Liegenschaften über eine Wärmeverteilung vom Satelliten-BHKW aus; die beiden Bestands-BHKW speisen über eine Wärmeleitung ebenfalls in die Wärmeverteilung des Satelliten-BHKW ein.
- Pufferspeicher 50.000 Liter
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2008 – 2010

Betreibermodell:

Die Biogasanlage wird einer eigens gegründeten Gesellschaft betrieben, das eingesetzte Substrat (NawaRo und > 30 % Gülle) von verschiedenen Lieferanten zugekauft. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Die BHKW-Module werden stromgeführt betrieben, die Abwärme wird zur Fermenterbeheizung genutzt und in ein öffentliches Wärmenetz mit mehreren Abnehmern eingespeist. Ursprünglich verfügte die Anlage lediglich über eine einzelne Wärmeleitung zur Versorgung des Hauptabnehmers, im Untersuchungszeitraum wurde zusätzlich ein Wärmenetz und ein Satelliten-BHKW in Nähe der Wärmeverbraucher errichtet, das über eine Biogasleitung mit ca. 1 km Länge von den Fermentern gespeist wird. Die Wärmeverteilung erfolgt jetzt vollständig vom Satelliten-BHKW aus, wobei die Bestands-BHKWs, die sich direkt an der Biogasanlage befinden, weiter betrieben werden und über die ursprüngliche Wärmeleitung in die neue Wärmeverteilung am Satelliten-BHKW einspeisen.

Feststellungen:

Betrachtet wurden im Rahmen des Projekts lediglich die BHKW-Anlagen nicht der Biogasprozess. Im Gegensatz zu vielen in der Vergangenheit realisierten Biogas-BHKWs weist die untersuchte Anlage ein durchdachtes Wärmenutzungskonzept auf, das durch das in unmittelbarer Nähe der Wärmeabnehmer installierte Satelliten-BHKW nochmals verbessert wurde. Dadurch erreicht die Anlage bereits jetzt die für Neuanlagen im EEG 2012 geforderte Mindestwärmenutzung von 60 % (bei pauschaler Berücksichtigung der Fermenterbeheizung mit 25 % der erzeugten Wärme). Die verwendeten BHKWs des Herstellers MTU Onsite Energy erreichen auch ohne zusätzliche Abgasnachbehandlung Formaldehyd-Emissionswerte von $< 60 \text{ mg/m}^3$, so dass Anspruch auf den sogenannten Formaldehyd-Bonus i.H.v. 1 Ct/kWh nach EEG 2009 besteht.

Die Anlage ist bisher nicht mit einem Gasmengenzähler für das erzeugte und verbrauchte Biogas ausgestattet. Daher wurde die eingesetzte Brennstoffenergie anhand von Kennwerten für den spezifische Methanertrag aus dem eingesetzten Substratmix ermittelt. Dies erlaubt eine näherungsweise Ermittlung der BHKW-Nutzungsgrade, ersetzt jedoch keine Messung.

Optimierungsvorschläge:

Im Rahmen der Gegebenheiten wird die BHKW-Anlage optimal betrieben. Eine wesentliche Verbesserung des Anlagenkonzepts wurde im Projektzeitraum bereits durch die Errichtung eines Satelliten-BHKWs umgesetzt. Potential zur Verbesserung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit besteht in erster Linie der Erschließung weiterer Wärmeabnehmer, wodurch sowohl die Stromvergütung (KWK-Bonus), als auch die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf steigen. Weitere Optimierungsvorschläge sind:

- Stilllegung nicht benötigter Wärmenetzstränge in den Sommermonaten um Pumpstrom einzusparen
- Nachrüstung einer Gasmengenmessung zur Bestimmung der umgesetzten Brennstoffenergie; in Verbindung mit der bereits vorhandenen Methangehaltmessung können damit die eingesetzten Brennstoffenergie und die elektrischen und thermischen Nutzungsgrade der BHKW-Module überwacht werden, woraus ggf. Optimierungsmaßnahmen abgeleitet werden können
- In Zukunft evtl. Möglichkeiten zum Wechsel in die Vergütungsregelungen des EEG 2012 und Stromdirektvermarktung mit Marktpremie und Flexibilitätsprämie prüfen

5.7 Anlage 8

Anlage 8, ein Brennstoffzellen-BHKW des Typs MTU Hot Module, wird seit Mai 2008 als Versuchs- und Demonstrationsanlage betrieben. Die Anlage arbeitet nach dem MCFC-Verfahren und ist durch eine interne Reformierung in der Lage, anstelle von Wasserstoff konventionelle Brenngase, in diesem Fall Erdgas, als Brennstoff zu nutzen.

Die Brennstoffzelle stellt Wärme auf zwei Temperaturniveaus zur Verfügung. Zum einen wird mit 105 °C Vorlauftemperatur ein Industrienetz gespeist, zum anderen wird mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C Heizwärme für ein Verwaltungsgebäude bereitgestellt. Die Spitzenlast wird von konventionellen Erdgaskesseln abgedeckt. Der von der Brennstoffzelle bereitgestellte Strom wird gemäß den Regelungen des KWKG vergütet.

Kurzbeschreibung:

- Wärmegeführte Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) mit 245 kW_{el}, 150 kW_{th}
- Inbetriebnahme 2008, Stilllegung 2010
- Brennstoff Erdgas
- Hersteller der Brennstoffzelle MTU Onsite Energy (Hot Module)
- Demonstrationsprojekt für Brennstoffzellen-Technologie
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2008 – 2010

Betreibermodell:

Die Brennstoffzelle wird von einem regionalen Energieversorgungsunternehmen betrieben, die Wärme wird an Hochtemperaturkunden (Industrie) sowie Niedertemperaturkunden (Büroräume) geliefert.

Feststellungen:

Die Brennstoffzelle wurde von 2008 bis 2010 als Demonstrationsanlage. Ende 2010 hat die Fa. MTU den Geschäftsbereich Brennstoffzellen geschlossen, ein Investor für die Nachfolge konnte nicht gefunden werden. Da der Support damit nicht damit nicht mehr gewährleistet war, insbesondere im Hinblick auf den regelmäßig fälligen Tausch des Brennstoffzellen-Stacks, wurde die Demonstrationsanlage Ende 2010 stillgelegt.

Optimierungsvorschläge:

Errichtung eines an den Wärmebedarf der Liegenschaft angepassten konventionellen Verbrennungsmotor-BHKWs anstelle des bisherigen Brennstoffzellen-BHKWs.



Abbildung 25: Brennstoffzellen-BHKW Anlage 8

5.8 Anlage 9

Anlage Nummer 9 befindet sich in einem Behördengebäude. Der Gebäudekomplex besteht aus mehreren separaten Gebäudeeinheiten, die von einer Heizzentrale aus über ein Fernwärmenetz mit Energie versorgt werden. Da die Fenster der Gebäude aufgrund der Feinstaub- und Lärmbelastung durch eine unmittelbar angrenzende Autobahn nicht geöffnet werden können, ist neben der Beheizung und Brauchwassererwärmung auch eine Klimatisierung erforderlich.

Das Energieversorgungssystem besteht aus einem erdgasbetriebenen BHKW des Herstellers Sokratherm, zwei Erdgas-Heizkesseln der Firma Viessmann und einer thermisch angetriebenen Absorptionskälteanlage (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung). Das BHKW wird wärmegeführt betrieben und deckt die Wärmegrundlast inklusive der Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage ab, der erzeugte Strom wird vollständig in der Liegenschaft selbst genutzt und ersetzt in entsprechender Höhe den Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-BHKW-Modul 116 kW_{el}, 194 kW_{th}, Inbetriebnahme 2005
- Hersteller BHKW Sokratherm GmbH Energie und Wärmetechnik
- 100 % Stromeigennutzung
- 2 Erdgas-Heizkessel mit 2 x 750 kW_{th}
- Pufferspeicher 6.000 l
- Absorptionskälteanlage mit 550 kW Kälteleistung, 825 kW Antriebsleistung
- Grundlastversorgung der Liegenschaft mit Heizwärme, Warmwasser und Antriebswärme für die Absorptionskältemaschine
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2010

Betreibermodell:

Der Betrieb des BHKW erfolgt durch einen öffentlichen Betreiber, der für die Verwaltung der Liegenschaft zuständig ist. Die vom BHKW bereitgestellten Wärme- und Strommengen werden vollständig in der Liegenschaft selbst genutzt.

Feststellungen:

Das BHKW-Modul verfügt weder über eigene Strom-, Gas- noch Wärmehzähler. Für die Auswertung konnte lediglich auf eine Betriebsstundenanalyse zurückgegriffen werden, aus der auf die Verfügbarkeit des BHKWs rückgerechnet wurde. Unter der Annahme, dass das BHKW wenn möglich immer die Wärmegrundlast deckt, konnten auf diese Weise die Energieumsätze abgeschätzt werden. Die so ermittelten Daten weisen naturgemäß nicht die gleiche Qualität auf wie gemessene Werte.

Da keine Zähler für die BHKW-Energieumsätze installiert sind, liegt die Vermutung nahe, dass für das eingesetzte Erdgas keine Energiesteuer rückgefordert wird und auf den selbst genutzten Strom kein KWK-Zuschlag gezahlt wird, da die entsprechenden Nachweise nicht geführt werden können. Hier besteht ggf. Optimierungspotential. Dazu ist jedoch zunächst zu klären, ob im Einkauf überhaupt die Energiesteuer auf Erdgas abgeführt wird (evtl. steuerfreier Einkauf) und ob eine Zuschlagszahlung nach KWKG möglich ist.

Abbildung 26 zeigt ein vereinfachtes hydraulisches Schema der Anlage. Zwischen BHKW und Wärmeabnehmer ist ein Pufferspeicher mit 6.000 Litern Volumen geschaltet, der nicht umgangen werden kann (keine hydraulische Weiche, kein Bypass). Problematisch ist dies v. a. bei entladenem Puffer, da in diesem Fall immer zunächst das Wasser im Speicher erwärmt werden muss, bevor ausreichende Vorlauftemperaturen erreicht werden und in der Zwischenzeit die Gaskessel zuschalten.

Die installierte Absorptionskälteanlage (AKM) ist mit einer Kälteleistung von 550 kW auf die Kältespitzenlast abgestimmt, was in der Praxis zu häufigem Takten und Leerlaufbetrieb und damit zu schlechten Leistungszahlen führt. Zudem ist das Rückkühlssystem vergleichsweise komplex aufgebaut und es sind große Höhenunterschiede zwischen Kälteanlage und Rückkühler zu überbrücken, was einen hohen Strombedarf für die Rückkühlung und aufgrund der offenen Bauweise einen hohen Wasserverbrauch bedingt. Die Kälteanlage verfügt über einen Pufferspeicher mit 1.000 Liter Volumen, der im Verhältnis zur Kälteleistung von 550 kW aber zu klein dimensioniert ist und daher nicht genutzt wird. Die erforderliche Antriebsleistung der AKM von bis zu 825 kW ist deutlich höher als die vom BHKW lieferbare thermische Leistung von knapp 200 kW, sodass zeitweise mit dem Gaskessel zugefeuert werden muss, um die erforderlichen Vorlauftemperaturen für die Kälteanlage zu erreichen. Dies widerspricht dem Kerngedanken der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und ist ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll.

Optimierungsvorschläge:

- Installation von Zählern für BHKW-Gasverbrauch, BHKW-Strom- und Wärmebereitstellung
- Prüfung rechtlicher Rahmenbedingungen (Energiesteuerrückerstattung, KWK-Zuschlag). Anspruch auf KWK-Zuschlag besteht u. a. bei einer Modernisierung der Anlage, wenn wesentliche effizienzbestimmende Teile erneuert werden und die Kosten hierfür mind. 50 % der Kosten für die Neuerrichtung der Anlage betragen
- Möglichkeit zur Umgehung des Puffers und direkten Einspeisung des BHKW-Vorlaufs ins Heizungsnetz schaffen
- Grundlegende Überarbeitung des Kältesystems. Stilllegung der Absorptionskälteanlage und Ersatz durch eine moderne Kompressionskälteanlage mit hoher Leistungsziffer. Überarbeitung des Rückkühlsystems, ggf. Umstellung auf geschlossenes Rückkühlsystem
- Überprüfung der Kühllast. Die derzeit installierte AKM erreicht lediglich etwa 500 Volllaststunden. Evtl. können durch ausreichend dimensionierte Kältespeicher die Bedarfsspitzen abgepuffert werden, sodass die benötigte Kältespitzenleistung gesenkt werden kann

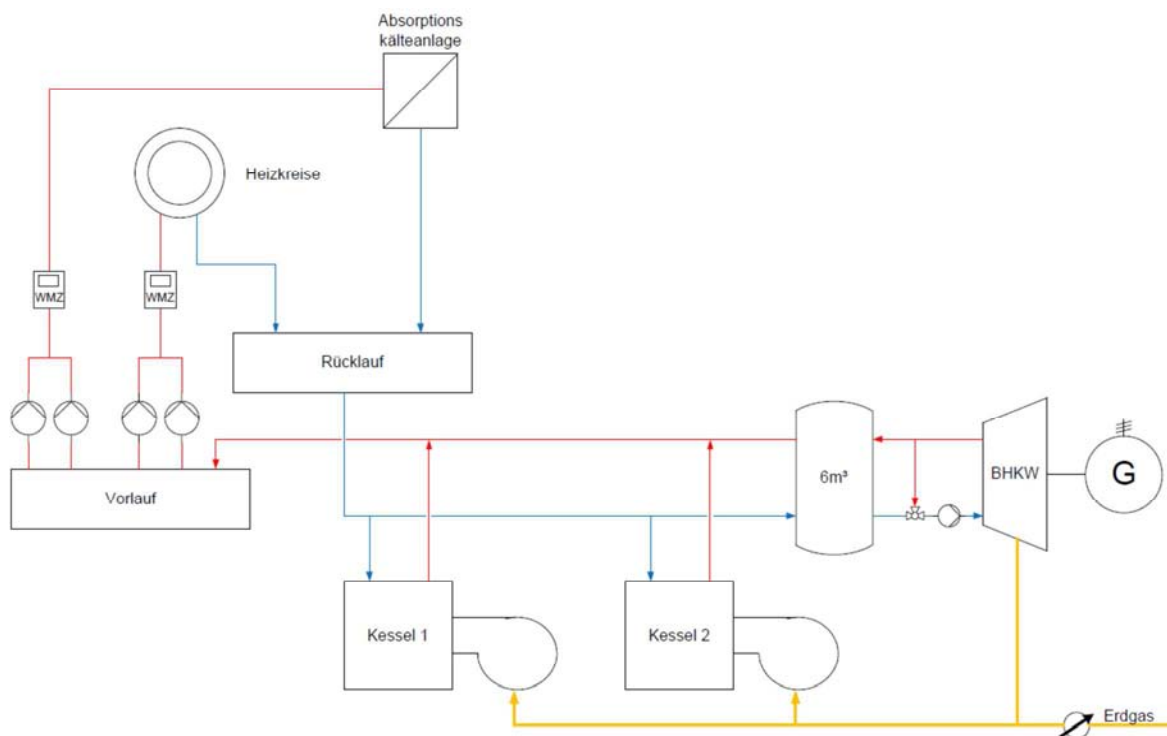
**Abbildung 26: Hydraulische Einbindung der BHKW Anlage 9**



Abbildung 27: BHKW-Modul (links) und Absorptionskälteanlage (rechts) Anlage 9

5.9 Anlage 10

Anlage 10 dient zur Versorgung einer Haftanstalt mit Wärme und Strom. Die Anstalt besteht aus insgesamt 12 einzelnen Gebäuden, die über eine Fernwärmeleitung mit ca. 1,5 km Länge miteinander verbunden sind.

Das Heizsystem besteht aus einem erdgasbetriebenem Blockheizkraftwerk und zwei Brennwert-Erdgaskesseln des Herstellers Buderus. In jedem Gebäude befinden sich dezentrale Wärmespeicher mit 1.000 Volumen, zusätzlich sind in der Heizzentrale zwei Pufferspeicher mit je 2.000 Liter installiert. Die Brauchwassererwärmung erfolgt im Durchlaufsystem, eigene Brauchwasserspeicher sind nicht vorhanden. Ergänzend zum Heizsystem existiert eine Kälteversorgung mit elektrisch angetriebenen Kompressionskältemaschinen.

Das BHKW wird wärmegeführt betrieben, der dabei erzeugte Strom wird vollständig im Hausnetz verbraucht und ersetzt Strom aus dem öffentlichen Netz. Gemäß den Vergütungsregelungen des KWKG für kleine BHKWs bis 50 kW elektrischer Leistung wird auf den selbst genutzten Strom ein Zuschlag von 5,11 Ct/kWh gewährt.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-BHKW-Modul mit 50 kW_{el}, 80 kW_{th}, Inbetriebnahme 2008
- 100 % Stromeigennutzung
- Hersteller BHKW Fa. Buderus
- 2 Erdgas-Heizkessel mit 2 x 723 kW_{th} und Brennwertnutzung
- 2 Pufferspeicher je 2.000 l in der Heizzentrale, BHKW speist indirekt über Pufferspeicher ein
- Serielle Einbindung des BHKWs zur Rücklaufanhebung für die Kesselanlage, kein Kesselbypass
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze im Jahr 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird in einer Haftanstalt betrieben. Die bereitgestellte Wärme und der erzeugte Strom werden zu 100 % in der Liegenschaft selbst genutzt.



Abbildung 28: Von links: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 10

Feststellungen:

Die elektrische Leistung des BHKW-Moduls ist mit 50 kW auf maximale Förderung durch das KWKG optimiert, thermisch wäre auch ein größeres Modul möglich.

Das BHKW wurde nachträglich seriell in den Rücklauf der Kesselanlage eingebunden und speist indirekt über die Pufferspeicher in das Heizungssystem ein. Dadurch kann der Brennwerteffekt bei der Kesselanlage aufgrund der hohen Rücklauftemperaturen nicht oder nur eingeschränkt genutzt werden. Dementsprechend erreicht die Kesselanlage im Erfassungszeitraum einen für Brennwertkessel vergleichsweise geringen Nutzungsgrad von lediglich 88 %. Die indirekte Einbindung des BHKW-Moduls über Pufferspeicher ist zwar regelungstechnisch und hydraulisch einfach, führt aber dazu, dass bei Wärmeanforderung stets die Speicher mit aufgeheizt werden müssen, bevor im BHKW-Kreis ausreichend hohe Vorlauftemperaturen erreicht werden. Eine Umgehung der Pufferspeicher oder der Kesselanlage ist nicht vorgesehen, sodass das BHKW nicht direkt in den Heizungskreislauf einspeisen kann und immer der Kesselkreis mit durchströmt werden muss.

Optimierungsvorschläge:

- Evtl. Umgehungsmöglichkeit für die Pufferspeicher schaffen
- Kesselbypass, um im Sommerbetrieb den Kesselkreis umgehen zu können
- Im Zuge der nächsten Umbauten am Heizungssystem BHKW und Kessel parallel verschalten, um bei der Kesselanlage den Brennwerteffekt nutzen zu können
- Installation eines zweiten BHKW-Moduls prüfen

5.10 Anlage 11

BHKW-Anlage 11 befindet sich in einem öffentlichen Schulungs- und Ausbildungszentrum, das zusätzlich zu den Unterrichts- und Verwaltungsräumen über mehreren Sportanlagen verfügt, wie z. B. ein Schwimmbad und ein Laufzentrum. Das gesamte Areal hat eine Fläche von etwa 30 Hektar.

Die einzelnen Gebäude sind thermisch über Ringleitung miteinander verbunden und werden von einer Heizzentrale aus mit Wärme versorgt. Die Grundlast wird von einem erdgasbetriebenen BHKW des Herstellers Kuntschar+Schlüter abgedeckt, die Bedarfsspitzen werden von drei Erdgas-Kesselmodulen des Hersteller Loos abgefahren.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-BHKW-Modul mit 68 kW_{el}, 109 kW_{th}, Inbetriebnahme 2006
- Hersteller BHKW Kuntschar + Schlüter, Typ GTK 70
- 3 Erdgas-Heizkessel mit 3.000 kW_{th}, 1.500 kW_{th} und 1.250 kW_{th}
- Keine Wärmemengenzähler installiert
- Nahwärmenetz mit ca. 2.270 m
- Gebäudeheizung mit Brauchwassererwärmung
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze 2010



Abbildung 29: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 11

Betreibermodell:

Das BHKW wird durch eine öffentliche Verwaltungsanstalt betrieben. Die bereitgestellte Wärme und der erzeugte Strom werden zu 100 % in der Liegenschaft selbst genutzt.

Feststellungen:

Das BHKW-Modul und die Kesselanlage sind nicht mit Wärmemengenzählern ausgestattet, im Rahmen des Projekts mussten die thermischen Energieumsätze daher auf Basis des Brennstoffverbrauchs und Annahmen zum Nutzungsgrad abgeschätzt werden. Um die erforderliche Datenbasis für Optimierungsarbeiten zu schaffen, sollte zumindest für das BHKW-Modul ein Wärmemengenzähler nachgerüstet werden.

Der thermische Energiebedarf der Liegenschaft ist im Verhältnis zum elektrischen Energiebedarf vergleichsweise hoch. Das bestehende BHKW-Modul wurde im Hinblick auf 100 % Stromeigennutzung ohne Überschusseinspeisung dimensioniert und kann daher nur einen kleinen Teil des Wärmebedarfs abdecken. Ein auf den Wärmebedarf angepasstes BHKW-Modul wäre elektrisch erheblich überdimensioniert, so dass ein beträchtlicher Teil des erzeugten Stroms zu schlechten Konditionen ins öffentliche Netz eingespeist werden müsste. Eine Alternative könnte hier ein zusätzliches Biomethan-BHKW-Modul sein, das Anspruch auf die attraktive Einspeisevergütung nach EEG hat, sodass es ohne Rücksichtnahme auf den elektrischen Energiebedarf der Liegenschaft rein am Wärmebedarf orientiert ausgelegt werden kann. Auf diese Weise lässt sich der KWK-Wärmeanteil erhöhen und die CO₂-Bilanz verbessern ohne wirtschaftliche Einbußen hinnehmen zu müssen.

Im Heizungssystem ist kein Pufferspeicher installiert, was aufgrund der geringen thermischen Leistung des BHKW-Moduls im jetzigen Zustand auch nicht notwendig ist. Bei Installation eines zusätzlichen BHKW-Moduls mit größerer thermischer Leistung sollte der Einbau eines Pufferspeichers in Betracht gezogen werden.

Optimierungsvorschläge:

- Nachrüstung von Wärmemengenzählern für BHKW und Kesselanlage
- Installation eines zusätzlichen Biomethan-BHKW-Moduls mit 100% Stromeinspeisung ins öffentliche Netz nach EEG. Das bestehende BHKW-Modul kann mit 100 % Stromeigennutzung weiterbetrieben werden.

5.11 Anlage 12

Anlage 12 befindet sich in einem Heizkraftwerk eines städtischen Energieversorgungsunternehmens und wurde im Jahr 1990 ursprünglich zur Heizwärmebereitstellung für eine Kaserne errichtet. Seit deren Schließung versorgt das Heizkraftwerk ein Wohngebiet und mehrere öffentliche Gebäude mit Wärme. Die Anlage besteht aus drei BHKW-Modulen der Marke Deutz MWM, wobei ein Modul im Projektzeitraum aus Altersgründen bereits stillgelegt war. Ergänzend sind zwei Spitzenlastkessel der Firma Omnicall installiert, die im Falle einer Störung auch die Komplettversorgung übernehmen können. Die BHKW-Aggregate werden mit Erdgas betrieben, die sind Heizkessel mit Zweistoffbrenner für Heizöl EL / Erdgas ausgerüstet. Um die BHKW-Laufzeiten zu optimieren und eine effiziente Betriebsweise zu gewährleisten, ist ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 100 m³ installiert, der als hydraulische Weiche betrieben wird. Der von den BHKW-Modulen erzeugte Strom wird vollständig in das Netz des Energieversorgungsunternehmens eingespeist und reduziert so die an der Strombörse zuzukaufende Strommenge.

Kurzbeschreibung:

- 2 wärmegeführte Erdgas-BHKW-Module mit 450 kW_{el}, 793 kW_{th}, Inbetriebnahme 1990
- Hersteller Deutz MWM, Typ G604BV12
- Versorgung eines Fernwärmenetzes zur Gebäudebeheizung mit Brauchwassererwärmung
- 2 Erdgas-Spitzenlastkessel je 4.000 kW_{th}
- Stromeigennutzung im Heizhaus mit Überschusseinspeisung
- Stromgeführter Betrieb zum Abfahren von Leistungsspitzen möglich
- Notstromversorgung des Heizhauses im Inselbetrieb möglich
- Pufferspeicher 100 m³
- Kesselanlage seriell zuschaltbar, um im Winterbetrieb höhere Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz bereitstellen zu können (Winter bis zu 105 °C, im Sommer ca. 85 °C). Vorlauftemperaturen der BHKW-Module bis zu 90 °C.
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze sind die Jahre 2008 – 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird durch ein kommunales Energieversorgungsunternehmen betrieben. Die bereitgestellte Wärme wird in ein öffentliches Fernwärmenetz eingespeist und verkauft, der erzeugte Strom wird vorrangig im Heizhaus zur Eigenversorgung genutzt, der Überschuss wird in das Netz des Energieversorgungsunternehmens eingespeist.

Feststellungen:

Die bestehende Anlage ist bereits seit 1990 in Betrieb und am Ende ihrer Lebensdauer angelangt, ein Austausch ist daher notwendig. Aus betriebstechnischer Sicht ist die Anlage weitestgehend ausgereizt und das regelungstechnische Zusammenspiel von BHKW-Anlage, Pufferspeicher und Kesselanlage ist optimal aufeinander abgestimmt.

Der thermische Nutzungsgrad und der Gesamtnutzungsgrad der BHKW-Anlage sind außergewöhnlich hoch und übersteigen die Datenblattangaben zum Wirkungsgrad. Unter Umständen ist hier von einem Messfehler bei der ausgekoppelten Wärmemenge auszugehen, es ist jedoch auch möglich, dass die Anlage aufgrund guter hydraulischer Einbindung und optimaler Betriebsweise tatsächlich sehr hohe Nutzungsgrade erreicht. Im Rahmen des Projekts konnte diese nicht genauer überprüft werden, daher wurden für die weiteren Auswertungen die vom Betreiber übermittelten Daten übernommen.

Aufgrund des großzügig dimensionierten Pufferspeichers, der eine zeitliche Verschiebung zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme zulässt, könnte die BHKW-Anlage für die Bereitstellung für Regelernergie genutzt werden. Mit steigender Bedeutung der Regelernergie und verbessertem Zugang auch kleinerer Stromerzeuger zum Regelergie-markt könnte diese Option in Zukunft wirtschaftlich zunehmend interessant werden.

Optimierungsvorschläge:

- Modernisierung der BHKW-Anlage / Installation neuer Module
- Erschließung weiterer Wärmeabnehmer
- Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelernergie / Abfahren von Leistungsspitzen prüfen



Abbildung 30: BHKW-Module (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 12

5.12 Anlage 13

Anlage 13 wird zur Wärmeversorgung in einer Hotelanlage eingesetzt. Die Hotelanlage wird von einem kirchlichen Sozialverband betrieben und ist in erster Linie auf Familien, Gruppen und Schulklassen ausgerichtet.

Die Hotelgebäude zur Unterkunft der Gäste sowie das Restaurant werden von einer gemeinsamen Heizzentrale mit Heizwärme und Brauchwasser versorgt. Zur Grundlastabdeckung dienen zwei pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke der Firma KW Energie, die je nach Wärmeanforderung abwechselnd oder gemeinsam betrieben werden können. Als Brennstoff wird kaltgepresstes Rapsöl eingesetzt, welches regional bezogen wird. Der erzeugte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet. Die Spitzenlastabdeckung erfolgt über einen Heizölkessel.

Kurzbeschreibung:

- 2 wärmegeführte Rapsöl-Verbrennungsmotor-BHKW mit 25 kW_{el}, 44 kW_{th}, Inbetriebnahme 2006
- Hersteller KW Energie GmbH & CO. KG, Freystadt
- Gebäudebeheizung mit Brauchwassererwärmung
- 1 Heizöl-Spitzenlastkessel 295 kW_{th}
- 100 % Stromeinspeisung nach EEG
- Betrieb mit Nennlast, nicht modulierend
- Indirekte Anbindung BHKW über Pufferspeicher 2 x 1.000 l
- Bei geringer Wärmeabnahme werden die BHKW-Module wechselweise betrieben, um eine gleichmäßige Auslastung sicherzustellen
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze im Jahr 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird durch den Träger der Hotels betrieben. Die bereitgestellte Wärme wird für die Gebäudebeheizung und Brauchwassererwärmung zu 100 % selbst genutzt, der erzeugte Strom wird vollständig nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist.

Feststellungen:

An der Anlage ist zwar ein Wärmemengenzähler bzw. Durchflusszähler vorhanden, der jedoch derzeit nicht ausgewertet wird. Der wechselweise BHKW-Betrieb wird manuell vom Betreiberpersonal gesteuert, durch eine übergeordnete automatische Steuerung ließen sich ggf. die BHKW-Laufzeiten optimieren.

Optimierungsvorschläge:

- Inbetriebnahme und Auswertung des vorhandenen Wärmemengenzählers
- Optimierung der BHKW-Laufzeiten, z. B. durch eine übergeordnete Steuerung



Abbildung 31: BHKW Anlage 13

5.13 Anlage 14

BHKW Anlage 14 ist Teil eines komplexen Energieversorgungssystems für ein Behördengebäude. Neben Heizwärme wird auch Kälte für die Klimatisierung einzelner Bereiche benötigt, wie z. B. ein Chemielabor, das ganzjährig auf einem konstanten Temperaturniveau von 21 °C bei einer relativen Luftfeuchtigkeit von 50 % gehalten werden muss.

Als zentrales Element der Energieversorgung kommt eine Absorptionswärmepumpe zum Einsatz, die sowohl zum Heizen als zum Kühlen verwendet werden kann. Die Antriebswärme für den Absorptionsprozess wird von zwei baugleichen Erdgas-BHKW-Modulen des Herstellers Jenbacher mit Hochtemperaturwärmeauskopplung bereitgestellt. Zusätzlich ist ein sogenannter „Austreiber“ vorhanden, ein konventioneller Heißwasserkessel der Fa. Loos, der über einen Zweistoffbrenner verfügt, wahlweise mit Erdgas oder Heizöl EL betrieben werden kann und Vorlauftemperaturen von bis zu 120 °C liefern kann.

Die BHKW-Anlage wird wärmegeführt betrieben, der dabei erzeugte Strom wird vollständig im Hausnetz der Liegenschaft genutzt.

Kurzbeschreibung:

- 2 Erdgas-Verbrennungsmotor-BHKWs mit je 450 kW_{el}, 298 kW_{th} Hochtemperaturauskopplung und 234 kW_{th} Niedertemperatúrauskopplung, Inbetriebnahme 2000
- Hersteller BHKW Jenbacher GmbH
- 1 Absorptionswärmepumpe (AWP) mit 1,75 MW, umschaltbar zwischen Heiz- und Kühlbetrieb, Inbetriebnahme 1979
- Gasbefeuert Austreiber für die AWP mit 1.295 kW Feuerungsleistung und Abgaswärmetauscher
- Gebäudebeheizung mit Brauchwassererwärmung sowie Kälteerzeugung über Absorptionswärmepumpe im Verbund
- Hochtemperatúrauskopplung der BHKW-Wärme zum Antrieb der Absorptionswärmepumpe, Niedertemperatúrauskopplung für das Heizungsnetz; über einen HT/NT-Wärmetauscher kann überschüssige Hochtemperaturwärme in das Heizungsnetz eingekoppelt werden
- Größtenteils Flächenheizungen, dadurch niedrige Temperaturen im Heizungssystem realisierbar
- Keine Pufferspeicher

- 100 % Stromeigennutzung, stromgeführter Betrieb ist möglich
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze im Jahr 2010

Feststellungen:

Zur Versorgung der Liegenschaft mit Wärme- und Kälte ist eine Sole-Absorptionswärmepumpe in Sonderausführung installiert, die im Jahr 1979 errichtet wurde und ursprünglich ausschließlich über einen Austreiberkessel mit Gas befeuert wurde. Im Jahr 2000 wurde eine BHKW-Anlage mit Hochtemperatur-Wärmeauskopplung in Betrieb genommen, die einen Großteil der Antriebswärme für die AWP bereitstellt. Über den Austreiberkessel wird nur noch dann zugefeuert, wenn die Wärmeleistung der BHKWs nicht ausreicht oder die BHKWs nicht betrieben werden. Der Austreiber verfügt über einen Abgaswärmetauscher der im Heizbetrieb zugeschaltet werden kann.

Die Hochtemperaturwärme wird aus den Abgaswärmetauschern der BHKW-Module ausgekoppelt, zusätzlich wird aus dem Motorkühlwasser und der Schmierölkühlung Niedertemperaturwärme ausgekoppelt, die direkt ohne Umweg über die AWP zur Gebäudebeheizung genutzt wird. Nicht benötigte Hochtemperaturwärme kann über einen HT/NT-Wärmetauscher in das Heizungsnetz eingekoppelt werden.

Das Heizsystem mit AWP ist hochkomplex und regelungstechnisch anspruchsvoll, insbesondere bei der Umschaltung zwischen Heiz- und Kühlbetrieb. Im reinen Kühlbetrieb ohne Wärmeabnahme muss die Niedertemperaturwärme der BHKW-Module ggf. ungenutzt abgeführt werden, da lediglich die Hochtemperaturwärme für den Antrieb der AWP genutzt wird. Die Ermittlung der jeweils optimalen Betriebsweise ist schwierig und nur mit langjähriger Erfahrung des Betreiberpersonals möglich.

Trotz der komplexen Technik und der Nutzung von Erdwärme zu Heiz- und Kühlzwecken sind die Nutzungsgrade des Systems nicht so hoch wie zu erwarten wäre. Die Nutzungsgrade für die Wärme- und Kältebereitstellung sind aufgrund der zahlreichen sich gegenseitig beeinflussenden Energieströme und teilweise fehlender Zähler nur schwer genau zu ermitteln. Auf Basis der Energieumsätze im Jahr 2010 kann für die Wärmebereitstellung ein Jahresnutzungsgrad von etwa 79 % und für die Kältebereitstellung ein COP von etwa 0,47 abgeschätzt werden. Die Effizienz des Heizsystems liegt damit deutlich unter dem einer vergleichbaren konventionellen Energieversorgung mit BHKW, Gasbrennwertkessel und Kompressionskälteanlage.



Abbildung 32: BHKW-Modul (links) und Austreiberkessel (rechts) Anlage 14

Optimierungsvorschläge:

Stilllegung der Absorptionswärmepumpe und Ersatz durch ein Heiz- und Kühlsystem aus moderner Kompressionskälteanlage, BHKW und Gaskessel. Aufgrund der Ausstattung mit Flächenheizungen und der niedrigen Systemtemperaturen eignet sich die Liegenschaft für den Einsatz von BHKWs und Gaskesseln mit Brennwerttechnik.

5.14 Anlage 15

Anlage 15 dient zur Versorgung eines Behördenkomplexes, der sich auf eine umbaute Grundstücksfläche von ca. 18.000 m² erstreckt und 20 verschiedene Gebäude umfasst. Neben Heizwärme und Brauchwasser muss für einzelne Bereiche, wie etwa die Server-Räume und ein Chemielabor, auch ganzjährig Kälte für die Klimatisierung bereitgestellt werden.

Die Heizungsgrundlast wird von einem erdgasbetrieenen BHKW des Herstellers MWB abgedeckt, die Spitzenlast über zwei konventionelle Erdgaskessel der Fa. Fröling. Die Zuluft der Brenner wird dabei von der Abluft des BHKWs vorgewärmt, um deren Wirkungsgrad zu steigern. Die Kälteversorgung erfolgt über drei Kompressionskälteanlagen des Fabrikats Thermocold. Das BHKW wird wärmegeführt betrieben, der dabei erzeugte Strom wird vollständig im Netz des Gebäudekomplexes genutzt.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-Verbrennungsmotor-BHKW mit 230 kW_{el}, 358 kW_{th}, Inbetriebnahme 2005
- Hersteller MWB Motorenwerke Bremerhaven AG
- Gebäudebeheizung mit Brauchwassererwärmung
- Keine Pufferspeicher, Netz- und Nahwärmeverteilung dient als Puffer
- Wärmenetz von ca. 1.500 m Länge verteilt auf 7 Gebäude
- 2 Spitzenlastkessel mit je 2,2 MW
- Verbrennungsluftvorwärmung für Heizkessel mit Abluft aus der BHKW-Belüftung
- 3 Kompressionskälteanlagen mit je 86,8 kW Kälteleistung und einer Leistungszahl (COP) von knapp 2,6.
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze der Jahre 2008 bis 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird bis 2012 im Rahmen eines Energiecontractings betrieben. Nach Ablauf des Contracting-Vertrags geht die Anlage in das Eigentum des Betreibers der Liegenschaft über. Die bereitgestellte Wärme und der erzeugte Strom werden zu 100 % im Gebäudekomplex genutzt.

Feststellungen:

Die Liegenschaft weist einen ganzjährig hohen Kältebedarf für die Klimatisierung auf. Die Kälte wird über insgesamt drei Kompressionskälteanlagen mit einem vergleichsweise schlechten COP von 2,6 bereitgestellt. Hier besteht, zumindest in den Räumen ohne besondere Anforderungen an Temperaturkonstanz und Luftfeuchte, ggf. Optimierungspotential durch bessere Abstimmung der Klimaregelung (evtl. arbeiten Heiz- und Kühlregler gegeneinander) oder Umstellung auf freie Kühlung mit Umgebungsluft im Winter. Der hohe kontinuierliche Kältebedarf in Verbindung mit dem bereits vorhandenen BHKW könnte den Einsatz einer KWKK-Anlage interessant machen.

Bei der Datenauswertung wurde festgestellt, dass das BHKW im Schnitt einen thermischen Nutzungsgrad von lediglich knapp 45 % erreicht, was gegenüber den Datenblattangaben von 55 % deutlich abfällt. Der elektrische Nutzungsgrad liegt dagegen mit 33,8 % zu 35,4 % nur geringfügig unter den Angaben im Datenblatt. Dies deutet darauf hin, dass im Verhältnis zur elektrischen Energie zu wenig Wärme ausgekoppelt wird. Gründe hierfür können sein:

- BHKW-Wärmemengenzähler erfasst nicht die vollen Wärmemenge oder arbeitet nicht korrekt
- Die hydraulische Einbindung des BHKWs ist ungünstig und es wird nicht die volle Wärmeleistung erreicht
- Die Wärmetauscher des BHKWs, insbesondere der Abgaswärmetauscher, sind verschmutzt und bringen nicht die geforderte Leistung



Abbildung 33: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 15

Die mangelnde Wärmeauskopplung muss sich bei der bestehenden Anlage aus ökonomischer zunächst nicht zwangsläufig negativ bemerkbar machen, da das BHKW so in Zeiten geringen Wärmebedarfs höhere Laufzeiten erreicht und mehr Strom bereitstellt, was die fehlende Wärmeauskopplung wirtschaftlich kompensiert. Bei Anwendungen die auf maximale Wärmeleistung angewiesen sind, wie etwa die KWKK, gilt dies jedoch nicht mehr.

Die Abluft aus der BHKW-Kabine wird zur Verbrennungsluftvorwärmung für die Heizkessel verwendet. Dies ist grundsätzlich sinnvoll, der Einspareffekt kann jedoch nicht genau quantifiziert werden und muss gegen die benötigte zusätzliche elektrische Lüfterleistung aufgewogen werden. Da das System aber schon installiert ist, sollte es beibehalten werden.

Optimierungsvorschläge:

- Überprüfung des Kältebedarfs im Winter. Arbeiten evtl. Heizungs- und Kühlungsregler gegeneinander?
- Prüfen ob im Winter in einigen Bereichen auf freie Kühlung umgestellt werden kann.
- Überprüfung des BHKW-Wärmemengenzählers. Bestätigt sich der geringe thermische Nutzungsgrad des BHKWs, sollte die Wärmeauskopplung überprüft werden, insbesondere der Abgaswärmetauscher.

5.15 Anlage 16

Anlage 16 befindet sich in einem Behördenkomplex mit einem Areal von ca. 25.000 m², etwa 1.000 Beschäftigten und zwei Hauptliegenschaften. Beide Liegenschaften werden von einer zentralen Heizanlage mit Wärme für die Raumheizung und Brauchwassererwärmung versorgt.

Die Grundlastversorgung erfolgt durch ein Erdgas-BHKW in Kombination mit zwei gasbefeuerten Heizkesseln. Der Hersteller der Anlage ist jeweils die Fa. Buderus. In einzelnen Bereichen, wie z. B. der EDV-Abteilung mit den Serverräumen, ist zusätzlich eine Klimatisierung erforderlich, die derzeit über elektrisch angetriebene Klimageräte erfolgt.

Das BHKW wird wärmegeführt betrieben, der gesamte erzeugte Strom wird in den Liegenschaften selbst verbraucht.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Erdgas-Verbrennungsmotor-BHKW mit 120 kW_{el}, 200 kW_{th}, Inbetriebnahme 2005
- Hersteller Buderus Heiztechnik GmbH, BHKW Modul E 1306
- Gebäudebeheizung
- 100 % Stromeigennutzung
- Pufferspeicher 2 x 2.500 Liter
- 2 Erdgas-Brennwertkessel mit je 1,2 MW
- Hydraulische Weiche zur Entkopplung von Verbraucher und Erzeugerkreis, BHKW sekundärseitig (Verbraucherkreis) an den Rücklauf angebunden
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze der Jahre 2008 bis 2010

Betreibermodell:

Für den Betrieb des BHKWs ist ein privatwirtschaftliches Unternehmen für Facility Management verantwortlich. Die bereitgestellte Wärme und der bereitgestellte Strom werden zu 100 % in den Liegenschaften selbst genutzt.

Feststellungen:

Da BHKW ist sekundärseitig an den Rücklauf der hydraulische Weiche angebunden. Dies stellt sicher, dass das BHKW stets kühles Rücklaufwasser erhält und verhindert, dass heißes Vorlaufwasser von den Kesseln über die hydraulische Weiche in den Rücklauf des BHKWs gedrückt werden kann.

Die Brauchwassererwärmung erfolgt nach Aussagen des technischen Personals vor Ort derzeit dezentral über elektrische beheizte Durchlauferhitzer bzw. Kleinspeicher. Falls in einzelnen Bereichen der Liegenschaft ein erhöhter Warmwasserbedarf besteht, könnte eine Anbindung der Brauchwassererwärmung an das BHKW in Betracht kommen, um die Auslastung des Moduls in den Sommermonaten zu erhöhen.

Es fällt auf, dass die BHKW-Wärmerzeugung im Dezember mehrere Jahre in Folge deutlich niedriger ist, als in den übrigen Wintermonaten. Nach Rücksprache mit dem Betriebspersonal in dies auf die Jahreswartung zurückzuführen, die jeweils im Dezember stattfindet und während der das BHKW für ein bis zwei Wochen nicht in Betrieb ist.

Optimierungsvorschläge:

- Prüfen ob ggf. in einzelnen Bereichen ein erhöhter Warmwasserbedarf besteht, der über das BHKW gedeckt werden könnte (z. B. Brauchwassererwärmung)
- Verlegung des jährlichen Wartungstermins in die Sommermonate



Abbildung 34: BHKW (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 16

5.16 Anlage 17

Die BHKW Anlage Nummer 19 wird zur Beheizung eines Hallenbads eingesetzt. Das Bad wird in der Zeit von September bis Mai ausschließlich als Hallenbad betrieben, im Sommer sind zusätzlich Freibecken nutzbar.

Zur Beheizung des Schwimmbads wird ein in Kleinserie hergestelltes pflanzenölbetriebenes BHKW eingesetzt, dessen Hersteller als Contractor auch gleichzeitig für den Betrieb des BHKWs verantwortlich ist. Als Reserve- und Spitzenlastkessel dient ein konventioneller Erdgaskessel des Herstellers Buderus. Das BHKW-Modul wird wärmegeführt betrieben, der Strom wird vollständig ins öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet.

Das BHKW (links im Bild) ist in direkter Nähe zur bestehenden Heizanlage (rechts im Bild) und der Wärmeverteilung installiert, wobei der zu Verfügung stehende Raum gut ausgenutzt wird.

Kurzbeschreibung:

- 1 wärmegeführtes Pflanzenöl-Verbrennungsmotor-BHKW (Dieselmotor) mit 200 kW_{el}, 170 kW_{th}, Inbetriebnahme 2006
- Beheizung eines öffentlichen Hallenbads, ein Teil der Wärme wird zur Beheizung des Kraftstofftanks verwendet (Eigenbedarf der BHKW-Anlage)
- 100 % Stromeinspeisung nach EEG
- Kein Pufferspeicher
- 1 Erdgaskessel mit 510 kW
- Wärmeabfuhr möglich über Kühlwasserwärmetauscher, Abgaswärmetauscher und wassergekühlten Ladeluftkühler
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze in den Jahren 2009 und 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird von einem privaten Contractor in einem öffentlichen Hallenbad betrieben. Der Strom wird zu 100 % ins öffentliche Netz eingespeist, die Wärme für Heizzwecke an den Betreiber des Hallenbads verkauft.



Abbildung 35: BHKW-Modul (links) und Spitzenlastkessel (rechts) Anlage 17

Feststellungen:

Das BHKW wurde im Betrachtungszeitraum nicht durchgehend betrieben und erreicht mit etwa 2.300 Vollbenutzungsstunden nur eine geringe Auslastung. Dass das BHKW dennoch wirtschaftlich betrieben werden kann, ist in erster Linie auf die hohe Eigenleistung des Betreibers zurückzuführen, der das BHKW auch selbst entwickelt und installiert hat. Die vertraglichen Rahmenbedingungen sehen zudem keine Wärmelieferverpflichtung vor, sodass das Modul bei Nichtverfügbarkeit von günstigem Brennstoff auch längere Zeit abgeschaltet bleiben kann.

Die Anlage verfügt über keinen Pufferspeicher, in Anbetracht des Speichervolumens des Wärmeverbrauchers (Schwimmbecken), kann in diesem Fall jedoch darauf verzichtet werden.

Der Standort des BHKW-Moduls verfügt über einen Erdgasanschluss, sodass eine Umstellung auf Biomethan denkbar wäre.

Optimierungsvorschläge:

- Höhere Auslastung des BHKWs anstreben
- Umstellung auf einen günstigeren Brennstoff, z. B. günstigeres Pflanzenöl
- Umstellung auf einen Brennstoff für den eine höhere Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden kann, z. B. Biomethan

5.17 Anlage 18

Anlage 18 wird in einem Sägewerk zur Hackschnitzeltrocknung eingesetzt (Prozesswärme im Sinne des EEG). Die BHKW-Anlage besteht aus zwei in Kleinserie hergestellten Modulen, deren Hersteller als Contractor auch für den Betrieb der BHKWs verantwortlich ist. Die BHKW-Module werden mit Pflanzenöl betrieben und wurden ausschließlich für die technische Trocknung von Holzhackschnitzeln vor Ort installiert. Die BHKW-Anlage wird je nach Anforderung des Trocknungsprozesses wärmegeführt betrieben, die dabei erzeugte elektrische Energie wird vollständig in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß EEG vergütet.

Die durch das BHKW erzeugte Wärme wird über Wasser-Luft-Wärmeaustauscher und Lüftungskanäle als Heißluft mittels Ventilatoren in modifizierte Container geleitet, die als Trockenkammern dienen. Die Frischluft, welche durch die Wärmetauscher erhitzt wird, wird aus den Maschinenräumen angesaugt. Dadurch wird ein Teil der Strahlungsabwärme der Aggregate ebenfalls für den Trocknungsprozess genutzt.

Kurzbeschreibung:

- 2 wärmegeführte Pflanzenöl-Verbrennungsmotor-BHKWs (Dieselmotor) mit jeweils 200 kW_{el}, 170 kW_{th}, Inbetriebnahme 2007
- Prozesswärmebereitstellung zur Hackschnitzeltrocknung in einem Sägewerk, ein Teil der Wärme wird zur Beheizung des Kraftstofftanks verwendet (Eigenbedarf der BHKW-Anlage)
- 100 % Stromeinspeisung nach EEG
- Kein Pufferspeicher
- Keine weiteren Wärmeerzeuger
- Wärmeabfuhr möglich über Kühlwasserwärmetauscher, Abgaswärmetauscher und wassergekühlten Ladeluftkühler
- Datenbasis für die Auswertung sind die Energieumsätze der Jahre 2009 und 2010

Betreibermodell:

Das BHKW wird von einem privaten Contractor betrieben. Der Strom wird zu 100 % ins öffentliche Netz eingespeist, die Wärme für Prozesszwecke an das Sägewerk verkauft.



Abbildung 36: BHKW-Modul (links) und Trocknungsanlage (rechts) Anlage 18

Feststellungen:

Die vorhandene Pflanzenöl-BHKW-Anlage ist mit zwei Modulen und lediglich knapp 3.700 Vollbenutzungsstunden überdimensioniert. Zumindest eines der BHKW-Module kann daher außer Betrieb genommen werden.

Die Hackschnitzeltrocknung erfolgt derzeit durch Einblasen warmer Luft in die Trockencontainer. Die Luft wird über Heizregister vom BHKW erwärmt und mit Schläuchen zu den Containern geleitet. Durch eine Verbesserung des Trocknungsvorgangs und Anbindung weiterer Container kann ggf. der Wärmeabsatz erhöht werden.

Optimierungsvorschläge:

- Stilllegung eines der BHKW-Module
- Erschließung weiterer Wärmeabnehmer
- Umstellung des Brennstoffs von Pflanzenöl auf Holz (Holzvergasung)

6 Auswertung der Daten aus dem Kontrollzyklus

6.1 Ergebnisse der Datenauswertung

Aus den Datenaufzeichnungen im Kontrollzyklus wurden für jede im Projekt untersuchte BHKW-Anlage die Wirkungs- und Nutzungsgrade (elektrisch, thermisch, gesamt), die leistungs- und arbeitsbezogenen Stromkennzahlen, die Vollbenutzungsstunden, der Anteil des BHKWs an der Energiebereitstellung, die Primärenergieeinsparung gegenüber der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung und die CO₂-Emissionsfaktoren für Strom und Wärme ermittelt. Das Wertepaar Wirkungsgrad / Nutzungsgrad dient dabei zur Beurteilung der Effizienz des jeweiligen BHKWs, während die Vollbenutzungsstunden und der Anteil an der Energiebereitstellung eine Aussage über die Auslegung der Anlage ermöglichen. Die Wirkungsgrade beziehen sich auf Datenblattangaben des Herstellers, die in der Regel im optimalen Betriebspunkt bei Nennleistung unter festgelegten Umgebungsbedingungen gemessen wurden. Der Nutzungsgrad hingegen gibt die tatsächliche mittlere Effizienz im Praxisbetrieb über einen längeren Zeitraum an, im vorliegenden Fall über ein Jahr. Geringe Abweichungen des Nutzungsgrads vom Wirkungsgrad nach unten sind daher normal und lassen sich z. B. auf häufige An- und Abfahrvorgänge (Takten), Teillastbetrieb sowie auf von den Datenblattangaben abweichende Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchte) und Temperaturen im Heizungsnetz zurückführen. Größere Abweichungen deuten auf Effizienzverluste durch technische Fehler oder falsche Betriebsweise hin, werden aber teilweise auch bewusst in Kauf genommen, wie z. B. beim stromgeführten Betrieb, bei dem die thermischen Nutzungsgrade im Extremfall auf Null sinken.

Abbildung 37 zeigt die elektrischen Wirkungsgrade der im Projekt betrachteten BHKW-Anlagen und die realen Nutzungsgrade im zwölfmonatigen Kontrollzyklus. Bei den meisten Anlagen liegt der arbeitsbezogene Nutzungsgrad erwartungsgemäß etwas unter dem im Datenblatt angegebenen leistungsbezogenen Wirkungsgrad. Die höchste elektrische Effizienz weist mit knapp 45 % die im Projekt untersuchte Brennstoffzelle (Anlage Nummer 8) auf, gefolgt von den Pflanzenöl-BHKWs Nummer 4, 17, und 18, die nach dem Dieselfahrverfahren arbeiten und daher höhere Wirkungsgrade erreichen als die durchweg nach dem Ottoverfahren arbeitenden Gas-BHKWs. Bei diesen erreichen prinzipbedingt erst die Module großer Leistung, wie Anlage Nummer 1 und 2 mit jeweils knapp 750 kW – 800 kW elektrischer Leistung, ähnlich hohe Wirkungsgrade. Der mittlere elektrische Wirkungsgrad aller im Projekt untersuchten Anlagen liegt bei 37,0 %, der elektrische Nutzungsgrad bei knapp 36,0 %.

Bei einzelnen Anlagen, wie z. B. Nummer 2, Nummer 12 oder Nummer 17 liegt der elektrische Nutzungsgrad über dem Wirkungsgrad. Dies dürfte großteils auf Messfehler zurückzuführen sein. Insbesondere bei gasbetriebenen Blockheizkraftwerken ist die Nutzungsgradbetrachtung mit Unsicherheiten behaftet, da in der Regel der Gasverbrauch des BHKWs lediglich in Betriebskubikmetern erfasst und mit Annahmen zum Gasdruck, zur Gastemperatur und zum Heizwert in eine Energiemenge umgerechnet werden muss. Ein Unterschied von 5 °C zwischen angenommener und tatsächlicher Gastemperatur kann hier beispielsweise bereits eine Abweichung von knapp 1,4 % beim Energieverbrauch ausmachen.

In Abbildung 38 sind die thermischen Wirkungsgrade und Nutzungsgrade im Kontrollzyklus dargestellt. Bei den meisten Anlagen liegt der thermische Nutzungsgrad etwas unter den Datenblattangaben, bei einzelnen Anlagen etwas darüber. Dies kann zum einen wiederum auf Messfehler zurückzuführen sein, da zur Berechnung des thermischen Nutzungsgrades mit Gas- und Wärmemengenzähler gleich zwei unter Umständen nicht geeichte und fehleranfällige Messeinrichtungen erforderlich sind. Zum anderen sind die Datenblattangaben zum thermischen Wirkungsgrad immer von den festgelegten Standardbedingungen bei der Abnahmemessung abhängig, sodass im realen Betrieb, z. B. durch stärkere Auskühlung des Abgases, durchaus auch bessere Werte erreicht werden können. Im Mittel weisen die untersuchten Anlagen einen thermischen Wirkungsgrad von 49,7 % und einen thermischen Nutzungsgrad von 46,9 % auf.

Der im Vergleich zum Wirkungsgrad deutlich geringere thermische Nutzungsgrad der Biogasanlage Nummer 7 ist auf den stromgeführten Betrieb zurückzuführen, bei dem gut die Hälfte der BHKW-Abwärme ungenutzt bleibt. Bei Anlage 14 kann der geringere Nutzungsgrad mit der Auskopplung von Hochtemperaturwärme erklärt werden. Der thermische Wirkungsgrad nach Datenblatt ist hier auf die maximal mögliche Wärmeleistung bei normaler Wärmeauskopplung bezogen, durch die Auskopplung eines Teils der Wärme auf höherem Temperaturniveau wird jedoch die Abgasenergie weniger gut ausgenutzt, sodass der Nutzungsgrad im realen Betrieb sinkt. Bei Anlage Nummer 15 ist der geringe thermische Nutzungsgrad vermutlich auf eine mangelhafte Wärmeauskopplung zurückzuführen, z. B. durch Fehler in der Anlagenhydraulik oder zugesetzte Wärmetauscher.

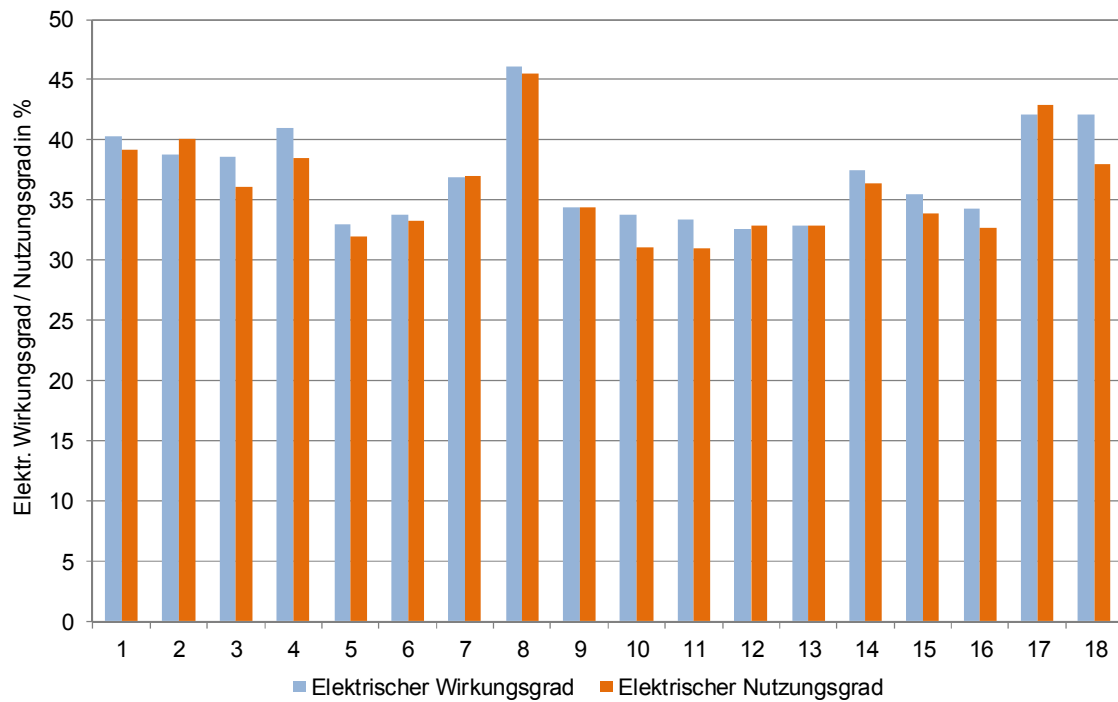


Abbildung 37: Elektrische Wirkungsgrade und Nutzungsgrade im Kontrollzyklus

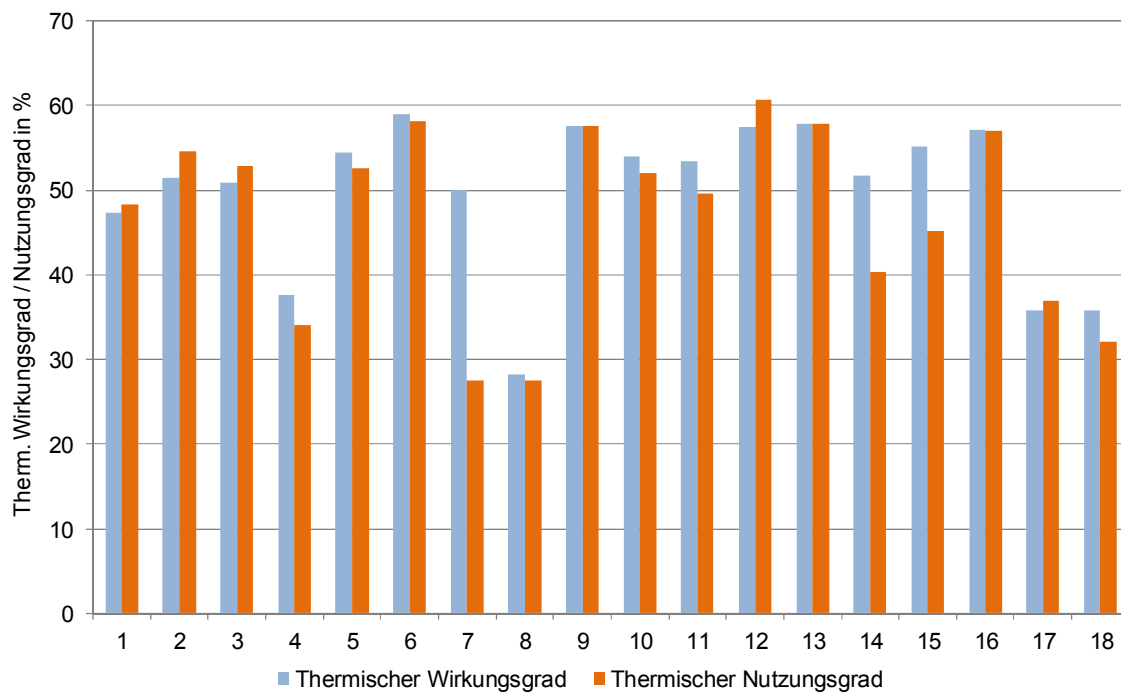


Abbildung 38: Thermische Wirkungsgrade und Nutzungsgrade im Kontrollzyklus

Aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad kann schließlich als Summe der Gesamtwirkungsgrad ermittelt werden, der für die im Projekt betrachteten Anlagen im Mittel 86,7 % beträgt. Entsprechend lässt sich der Gesamtnutzungsgrad bilden, der im Mittel 82,9 % erreicht. Beide Werte sind in Abbildung 39 dargestellt. Diese deutlichen Abweichungen zwischen mittlerem Gesamtwirkungs- und Gesamtnutzungsgrad sind größtenteils auf die geringen thermischen Nutzungsgrade der Anlagen Nummer 7, 14 und 15 zurückzuführen.

Abbildung 40 zeigt die leistungs- und arbeitsbezogenen Stromkennzahlen für die einzelnen Anlagen. Auffallend sind die sehr hohe Stromkennzahl der Brennstoffzelle von über 1,6 und die deutlich höheren Stromkennzahlen der Dieselmotoren (Anlage Nummer 4, 17 und 18) im Vergleich zu den Gas-Otto-Motoren. Deutliche Abweichungen der arbeitsbezogenen von der leistungsbezogenen Stromkennzahl deuten auf stromgeführten Betrieb (Anlage Nummer 7) oder nicht vollständige Wärmenutzung (Anlagen Nummer 14 und 15) hin. Im Mittel liegt die leistungsbezogene Stromkennzahl bei 0,79 und die arbeitsbezogene Stromkennzahl im Kontrollzyklus bei 0,84.

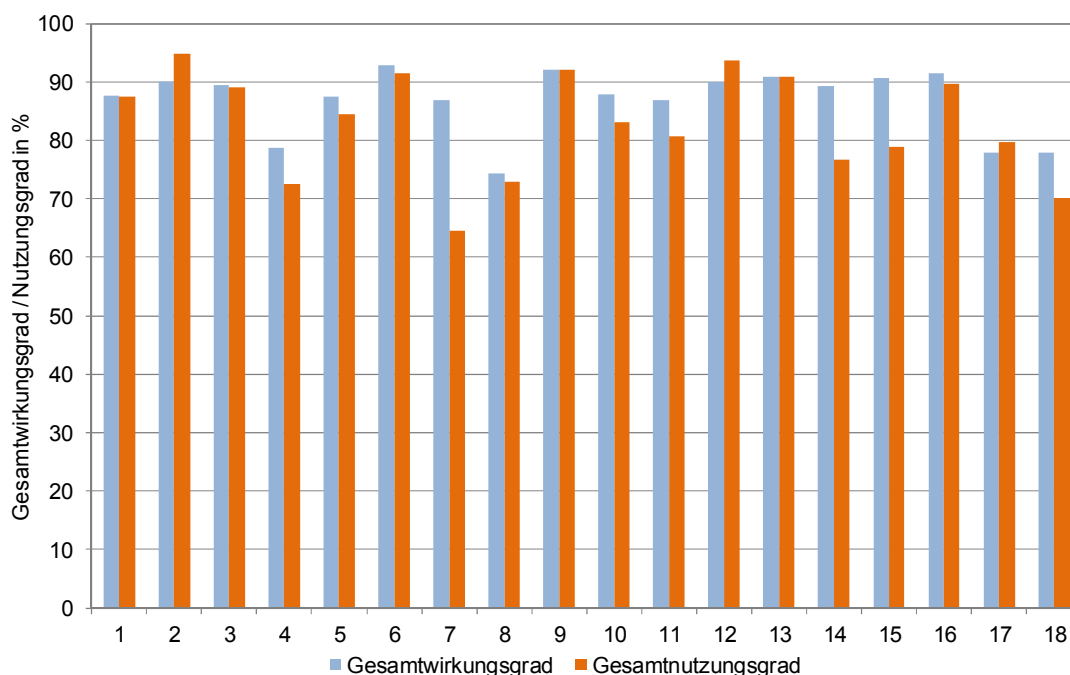


Abbildung 39: Gesamtwirkungs- und –nutzungsgrade im Kontrollzyklus

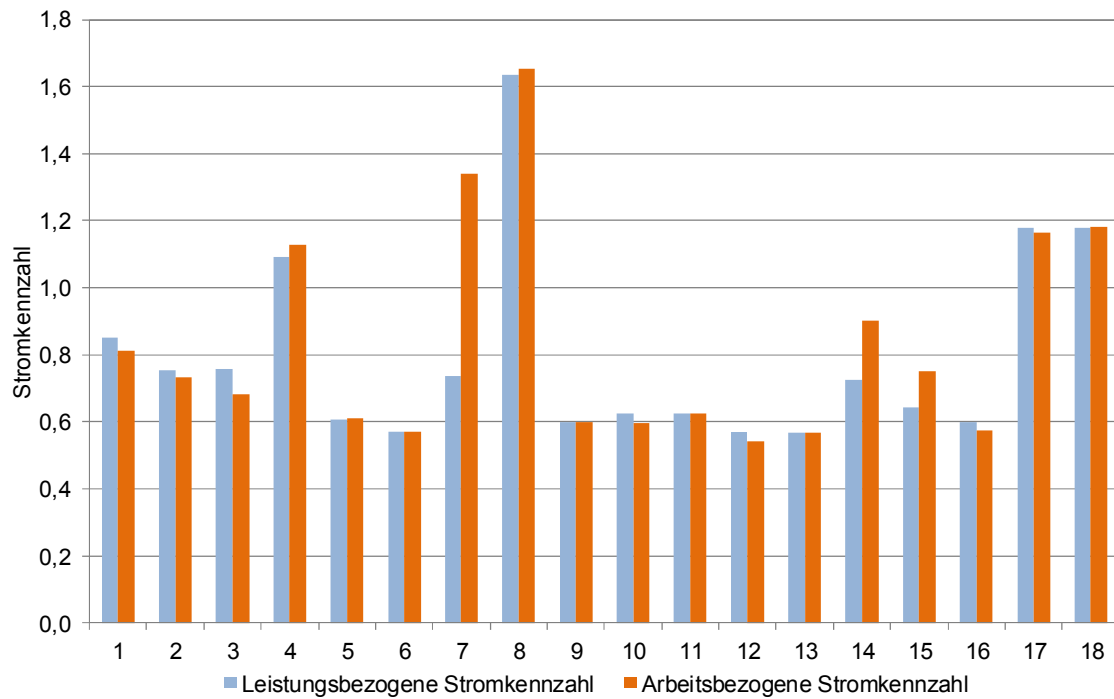


Abbildung 40: Leistungs- und arbeitsbezogene Stromkennzahlen im Kontrollzyklus

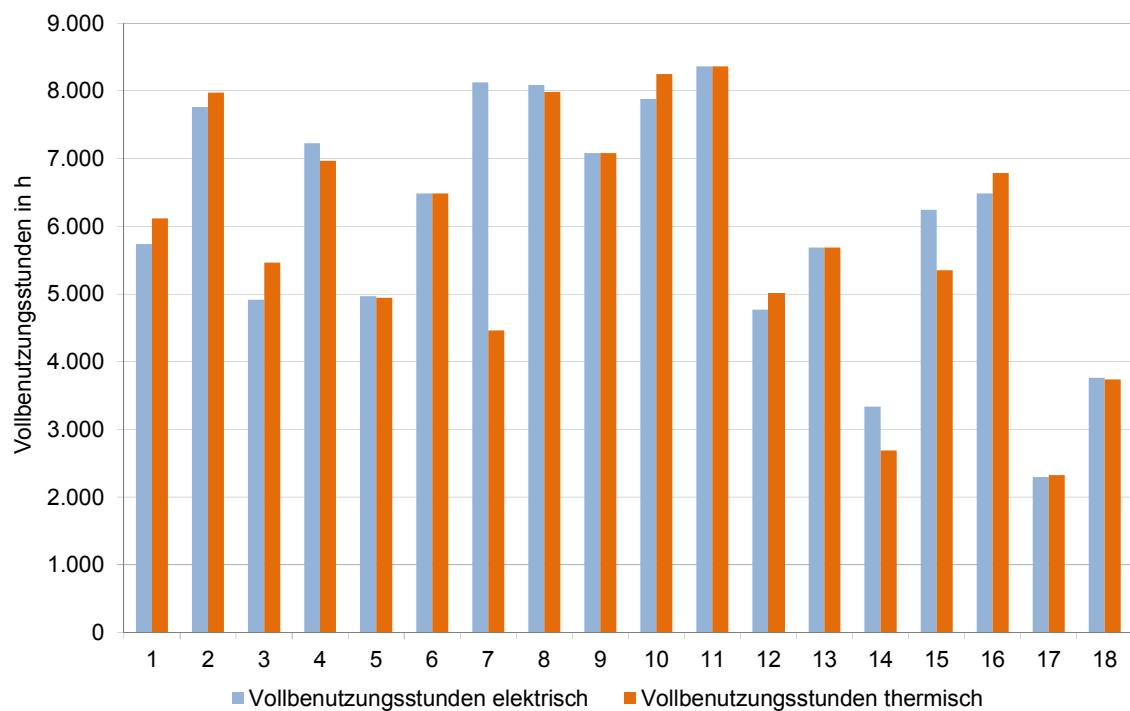


Abbildung 41: Vollbenutzungsstunden im Kontrollzyklus bezogen auf elektr. und therm. Leistung

Ein wichtiges Beurteilungskriterium für die Auslegung von Blockheizkraftwerken ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden pro Jahr, die für die untersuchten Anlagen in Abbildung 41 dargestellt ist. Im Mittel liegt die Anzahl der Vollbenutzungsstunden bezogen auf die elektrische Energie etwa bei 6.070, bezogen auf die thermische Energiebereitstellung bei knapp 5.870. Die Abweichung zwischen thermischen und elektrischen Vollbenutzungsstunden korreliert mit der leistungsbezogenen bzw. arbeitsbezogenen Stromkennzahl. Ist die Anzahl der thermischen Vollbenutzungsstunden höher als die der elektrischen Vollbenutzungsstunden bedeutet dies, dass im Verhältnis zur elektrischen Energiemenge mehr Wärme ausgekoppelt wurde, als nach den Leistungsangaben im Datenblatt zu erwarten wäre. Entsprechend ist dann die tatsächliche arbeitsbezogene Stromkennzahl⁷ im Betrachtungszeitraum kleiner als die theoretische leistungsbezogene Stromkennzahl⁸. Der gleiche Sachverhalt gilt auch umgekehrt. Wenn also die elektrische Vollbenutzungsstundenzahl größer ist als die thermische, dann ist die arbeitsbezogene Stromkennzahl größer als die leistungsbezogene Stromkennzahl.

Die Auslegung der im Projekt untersuchten Anlagen entspricht größtenteils der in der Praxis gängigen Faustformel, dass ein BHKW mindestens etwa 4.000 Vollbenutzungsstunden erreichen sollte, um wirtschaftlich zu sein. Selbst die stromgeführte Anlage Nummer 7 erreicht bezogen auf die thermische Leistung noch eine Auslastung von über 4.400 Vollbenutzungsstunden. Einen Sonderfall stellt Anlage Nummer 14 dar. Hier sind die Blockheizkraftwerke auf den Antrieb einer Absorptionswärmepumpe mit Hochtemperaturwärme ausgelegt. Da die auskoppelbare Hochtemperaturwärme jedoch nur etwa die Hälfte der gesamten Wärmeleistung der Module beträgt, wurde das BHKW thermisch überdimensioniert. Anlage Nummer 18 und insbesondere Nummer 17, zwei Pflanzenöl-BHKWs, wurden aufgrund der hohen Brennstoffpreise im Kontrollzyklus nicht durchgehend, bzw. nur bei günstig verfügbarem Kraftstoff betrieben und erreichen daher nur eine geringe Auslastung von 3.700 und 2.300 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Abbildung 42 zeigt, soweit anwendbar, den Anteil des thermischen und elektrischen Energiebedarfs der Liegenschaften, der durch die jeweiligen BHKW-Anlagen gedeckt wird. Bei Anlage 7, 8, 17, und 18 lagen keine Daten zum Gesamtwärmebedarf der angeschlossenen Liegenschaften vor, sodass der Anteil der Wärmeversorgung durch das BHKW nicht ermittelt werden konnte. Die anteilige Deckung des Strombedarfs durch das BHKW wurde lediglich im Fall von Stromeigennutzung ermittelt. Im Einzelnen betrifft dies die Anlagen Nummer 5 und 6, 9 bis 11 sowie 15 und 16, wobei für die Anlagen Nummer 8 und 14 keine ausreichenden Daten zur Ermittlung des Kennwerts vorlagen. Alle anderen

⁷ Quotient aus elektrischer und thermischer Energiebereitstellung im Betrachtungszeitraum

⁸ Quotient aus elektrischer und thermischer Leistung nach Datenblattangaben

Anlagen speisen den Strom in das öffentliche Netz ein, sodass die Kennzahl nicht anwendbar ist.

Im Mittel stellen die BHKW-Anlagen etwa 47,5 % des Wärmebedarfs und 33,3 % des elektrischen Energiebedarfs (Stromeigennutzung) zur Verfügung. Einen besonders hohen Anteil des Wärmebedarfs decken die Anlagen Nummer 12 und 14. Bei ersterer wird dies mit guter Auslastung von knapp 5.000 Vollbenutzungsstunden durch einen großzügig dimensionierten Wärmepuffer mit 100 m³ Speichervolumen erreicht. Bei Anlage Nummer 14 wird die hohe Wärmebedarfsdeckung durch eine thermische Überdimensionierung erreicht, allerdings bei schlechter Auslastung von nur 2.700 thermischen Vollbenutzungsstunden.

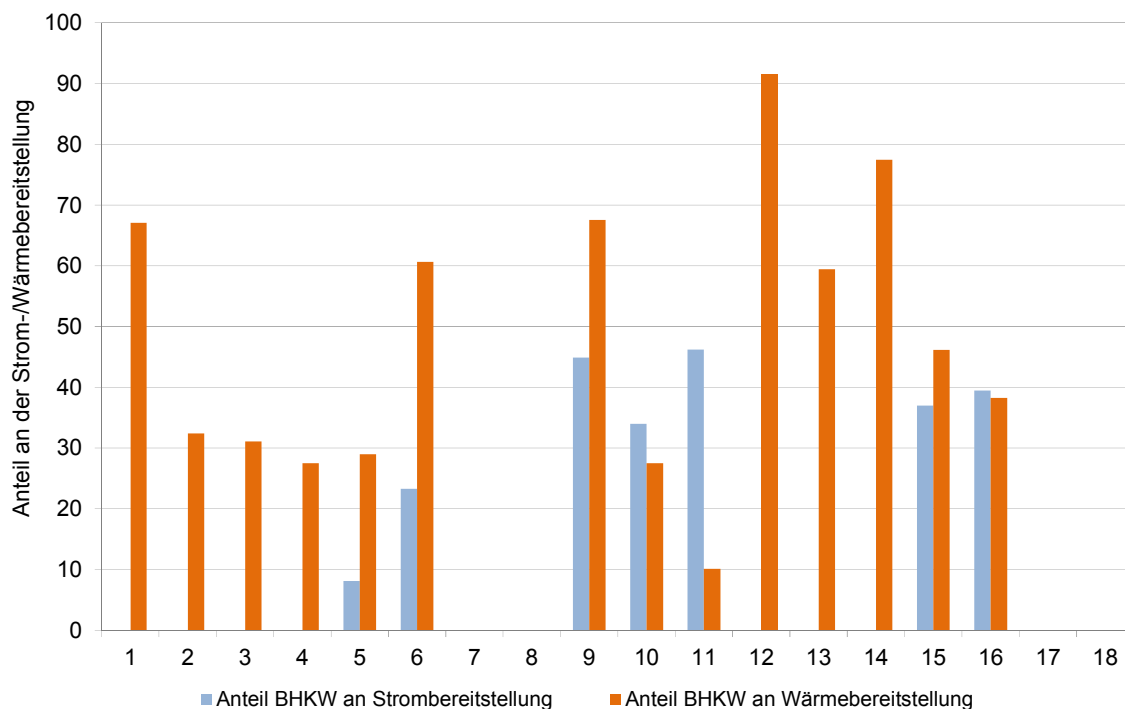


Abbildung 42: Deckung des Energiebedarfs durch BHKW

Abbildung 43 zeigt die Primärenergieeinsparungen, welche die im Projekt betrachteten BHKW-Anlagen gegenüber einer vergleichbaren getrennten Strom- und Wärmebereitstellung erzielen. Die Primärenergieeinsparung berechnet sich nach Richtlinie 2004/8/EG (siehe Kapitel 3.2.2) und hängt in erster Linie vom Nutzungsgrad der KWK-Anlagen im Verhältnis zu den festgelegten Referenzwirkungsgraden ab. Daher erreichen die Anlagen mit hohen Gesamtnutzungsgraden die höchsten Primärenergieeinsparungen, insbesondere dann, wenn nach Tabelle 3 vergleichsweise niedrige Referenzwirkungsgrade anzusetzen sind, wie z. B. im Fall des Pflanzenöl-BHKWs Anlage Nummer 17. Alle betrachteten Anlagen erfüllen das Hocheffizienzkriterium von mindestens 10 % Primärenergieeinsparung nach Richtlinie 2004/8/EG.

Aufbauend auf die Primärenergieeinsparung wurden die CO₂-Emissionsfaktoren für die Strom- und Wärmebereitstellung der einzelnen BHKW-Module nach der Finnischen Methode ermittelt (siehe Abschnitt 3.2.3). Die Ergebnisse sind Abbildung 44 dargestellt. Die günstigsten CO₂-Emissionsfaktoren weisen die Anlagen auf, die mit regenerativen Brennstoffen betrieben werden, wie Anlage Nummer 1 und 2 (Biomethan), Anlage Nummer 7 (Biogas) und die Anlagen Nummer 4, 13, 17 und 18 (Pflanzenöl).

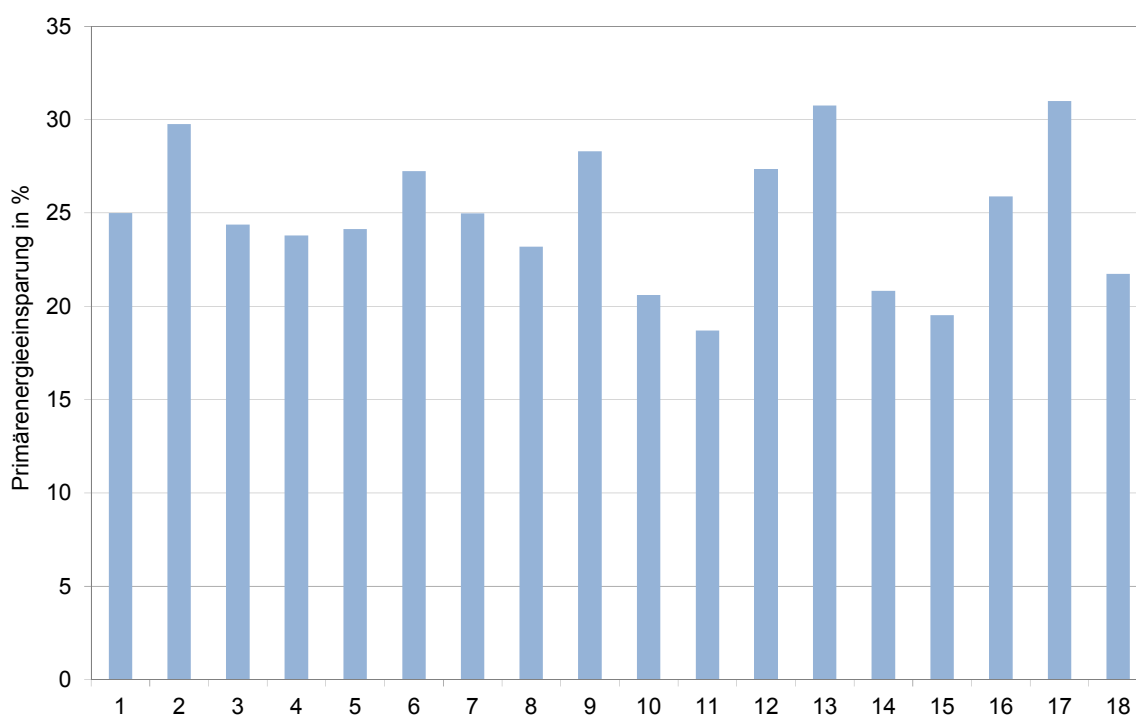


Abbildung 43: Primärenergieeinsparung nach Richtlinie 2004/8/EG

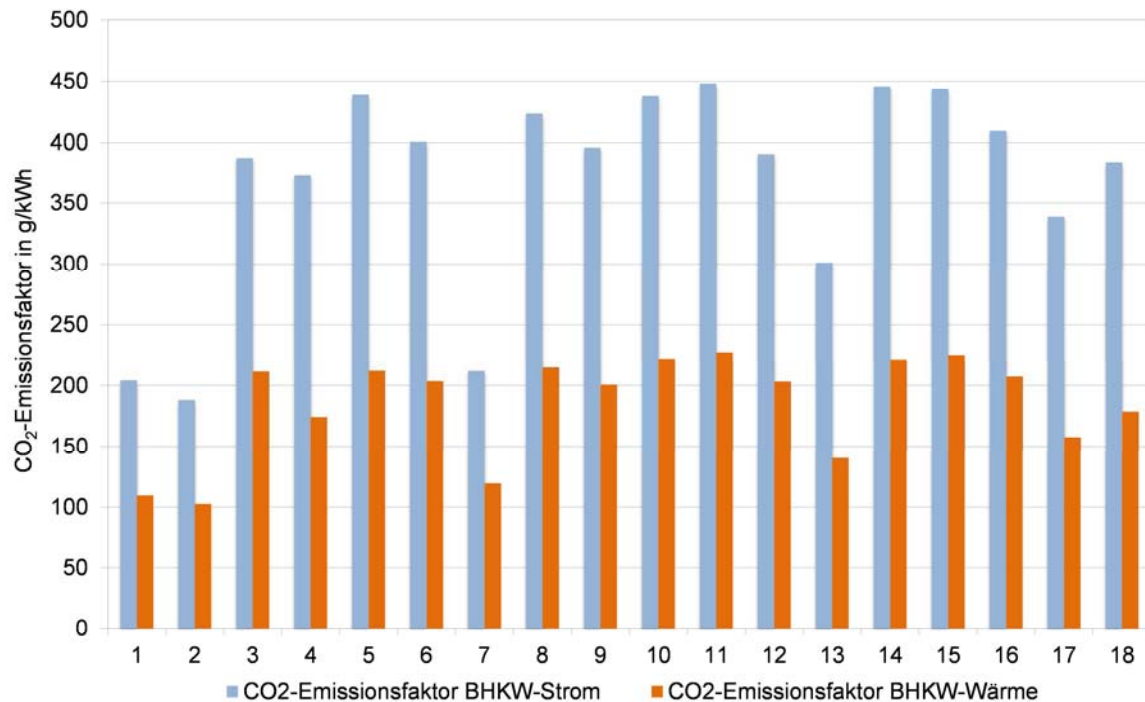


Abbildung 44: CO₂-Emissionsfaktoren für die BHKW-Strom und Wärmebereitstellung

Tabelle 9 zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der Datenerfassung im Kontrollzyklus als Mittelwerte aufgeschlüsselt nach Technologien. Deutlich erkennbar ist der höhere elektrische Wirkungs- und Nutzungsgrad der BHKW-Anlagen mit Dieselmotor bzw. Brennstoffzelle. Der thermische Wirkungs- und Nutzungsgrad ist dagegen bei diesen auf elektrische Energieauskopplung optimierten Anlagen überproportional geringer, was zu einem entsprechend geringeren Gesamtwirkungsgrad führt. Dies spiegelt sich auch in den Stromkennzahlen wieder, die bei den Gas-Otto-Motoren im Mittel deutlich unter 1 liegen, während die Dieselmotoren eine mittlere Stromkennzahl von etwa 1 erreichen und die Brennstoffzelle deutlich darüber liegt, also im Verhältnis zur thermischen Energie besonders viel Strom auskoppelt. In den Mittelwerten für die Gas-Otto-Motoren ist eine stromgeführte Anlage enthalten, bei der ein Teil der bereitgestellten Wärme ungenutzt abgeführt wird (Biogas-BHKW Anlage Nummer 7). Daher ist hier die Differenz zwischen thermischem Wirkungs- und Nutzungsgrad höher als bei den durchweg wärmegeführt betriebenen Dieselmotoren und der Brennstoffzelle.

Die geringeren thermischen Wirkungsgrade von Dieselmotoren und Brennstoffzelle sind technologisch bedingt. Da die Umwandlung von chemischer in elektrische Energie hier deutlich effizienter als bei den Gas-Otto-Motoren geschieht, fällt ein höherer Anteil der Abwärme auf geringerem und schlechter nutzbarem Temperaturniveau an. Eine höhere elektrische Effizienz wird daher bei den meisten Anlagen mit schlechterer thermischer Effizienz erkauft. Die Vollbenutzungsstunden und die Deckung des elektrischen und thermischen Energiebedarfs durch das BHKW sind dagegen von der Technologie unabhängig und werden in erster Linie durch die Auslegung des BHKWs bestimmt.

Die spezifischen CO₂-Emissionen werden bei der hier gewählten Finnischen Allokationsmethode maßgeblich durch den eingesetzten Brennstoff bestimmt. Daher wurde in Tabelle 9 bei den Gas-Otto-Motoren zusätzlich nach dem eingesetzten Brennstoff (Erdgas oder Biogas/Biomethan) unterschieden. Im Gegensatz zu den Gutschriftenmethoden wirken sich hohe elektrische Wirkungsgrade bei der Finnischen Methode nicht automatisch positiv aus. Das gute Abschneiden der Dieselmotoren (vgl. Tabelle 9) ist daher nicht dem höheren elektrischen Wirkungsgrad geschuldet, sondern der Tatsache, dass im Projekt ausschließlich pflanzenölbetriebene Dieselmotor-BHKW vertreten waren, für die niedrige Brennstoff-CO₂-Äquivalente anzusetzen sind. Vergleichsweise hohe CO₂-Emissionsfaktoren ergeben sich für die Brennstoffzelle, die zwar einen sehr guten elektrischen Wirkungsgrad aufweist, aber nur einen geringen Gesamtnutzungsgrad, und daher gegenüber der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung im Mittel weniger Primärenergie einspart als die im Projekt untersuchten konventionellen Verbrennungsmotor-BHKW.

Tabelle 9: Kennzahlen aus dem Kontrollzyklus als Mittelwerte aufgeschlüsselt nach Technologien

	Einheit	Gas-Otto-Motoren	Dieselmotoren	Brennstoffzelle	Gesamt
Elektrischer Wirkungsgrad	%	35,6	39,5	46,1	37,0
Elektrischer Nutzungsgrad	%	34,6	38,1	45,5	36,0
Thermischer Wirkungsgrad	%	53,8	41,8	28,2	49,7
Thermischer Nutzungsgrad	%	50,5	40,3	27,5	46,9
Gesamtwirkungsgrad	%	89,4	81,3	74,2	86,7
Gesamtnutzungsgrad	%	85,1	78,3	73,0	82,9
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,67	1,00	1,63	0,80
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,72	1,01	1,65	0,84
Elektrische Vollbenutzungsstunden	h/a	6.321	4.743	8.089	6.069
Thermische Vollbenutzungsstunden	h/a	6.076	4.681	7.988	5.840
Deckung elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	%	33,3	-	-	33,3
Deckung thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft	%	48,2	43,5	-	47,5
Primärenergieeinsparung durch KWK ggü. getrennter Erzeugung	%	23,7 ¹ 26,6 ²	26,8	23,2	24,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren	g/kWh _{el}	420 ¹ 201 ²	350	423	368
	g/kWh _{th}	213 ¹ 110 ²	163	215	185
¹ Anlagen mit fossilen Brenngasen (Erdgas)					
² Anlagen mit biogenen Brenngasen (Biometan / Biogas)					

6.2 Vergleich der Ergebnisse mit dem aktuellem Stand der Technik

Um die Effizienz der im Projekt untersuchten BHKW-Anlagen im Hinblick auf den aktuellen Stand der Technik einordnen zu können, wurde ein Vergleich der Anlagen aus dem Projekt heute marktüblichen Anlagen durchgeführt. Als Datenbasis hierfür wurden die *ASUE BHKW-Kenndaten 2011* herangezogen, eine von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. herausgegebene und im Abstand von mehreren Jahren regelmäßig aktualisierte Marktübersicht, die Angaben zu Wirkungsgraden, Kosten, Herstellern und technischen Daten von über 1.100 BHKW-Modulen enthält [ASUE 2011].

Abbildung 45 zeigt, aufgeteilt nach Größenklassen, die elektrischen Wirkungsgrade der im Projekt untersuchten Gas-BHKW-Anlagen im Vergleich mit den durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgraden derzeit am Markt angebotener Gas-BHKW-Module nach [ASUE 2011]. Die Balken geben dabei den Durchschnittswert des elektrischen Wirkungsgrads an und die Indikatoren die Spannweite von Minimal- bis Maximalwerten. Zum Vergleich ist auch der elektrische Wirkungsgrad der im Projekt untersuchten Brennstoffzelle dargestellt, der mit knapp 46 % einen Maßstab in der Größenklasse 100 kW_{el} bis 500 kW_{el} setzt, der von keinem der heute am Markt angebotenen BHKW-Module übertroffen wird.

Die elektrischen Wirkungsgrade der Gas-BHKW-Anlagen im Projekt liegen innerhalb der üblichen Spannweiten, im Durchschnitt jedoch etwas unten denen heute am Markt angebotener Module. Dies ist v. a. auf die beiden älteren BHKW Anlagen Nummer 5 und 12 (vgl. Tabelle 1) zurückzuführen, die Anfang der 90er Jahre errichtet wurden und nicht mehr dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Die übrigen Gas-BHKW-Anlagen wurden ab dem Jahr 2000 in Betrieb genommen und erreichen durchweg die heute üblichen elektrischen Wirkungsgrade.

Abbildung 46 zeigt den gleichen Sachverhalt für die im Projekt untersuchten Pflanzenöl-BHKW mit Dieselmotoren. Die Spannweite der elektrischen Wirkungsgrade liegt auch hier im üblichen Rahmen, während der Durchschnittswert in der jeweiligen Leistungsklasse etwas unter dem der heute am Markt erhältlichen Aggregate liegt. Insbesondere im Leistungsbereich 0 kW_{el} bis 50 kW_{el} sind heute Anlagen mit – nach Herstellerangaben – deutlich höherem elektrischen Wirkungsgrad erhältlich.

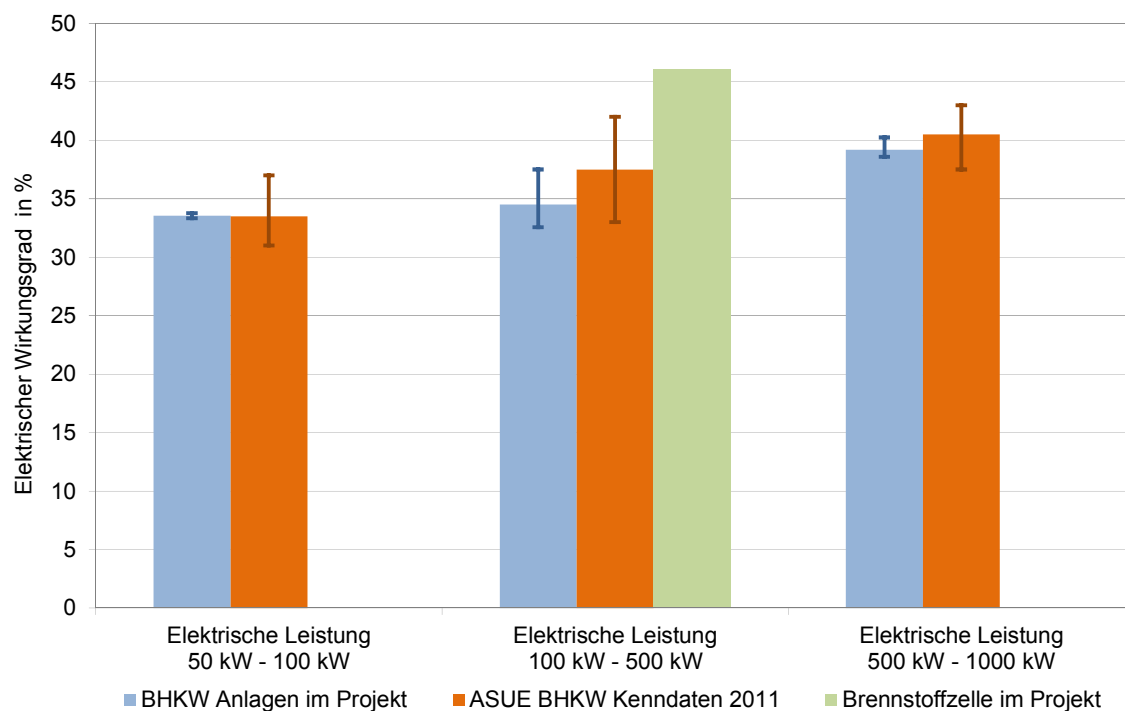


Abbildung 45: Elektrische Wirkungsgrade Gas-BHKW mit Gas-Otto-Motoren

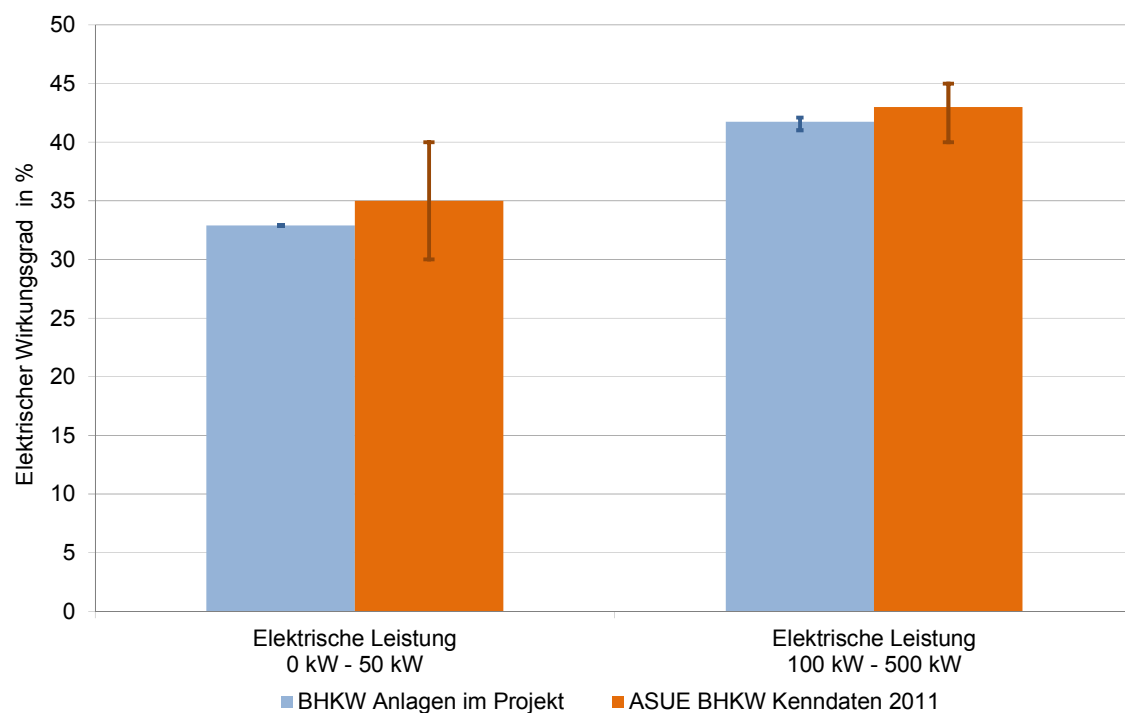


Abbildung 46: Elektrische Wirkungsgrade Pflanzenöl-BHKW mit Dieselmotoren

In Abbildung 47 und Abbildung 48 sind die thermischen Wirkungsgrade und die Gesamtwirkungsgrade der BHKW-Anlagen aus dem Projekt im Vergleich mit den Durchschnittswerten heute am Markt erhältlicher BHKW-Anlagen dargestellt. Da die Vergleichsdaten in den ASUE BHKW Kenndaten nicht nach Leistungsklassen aufgeschlüsselt vorlagen, wurde lediglich nach Gas-BHKW und Pflanzenöl-BHKW unterschieden. Zum Vergleich ist auch hier die Brennstoffzelle mit dargestellt, die sowohl beim thermischen als auch bei Gesamtwirkungsgrad nur unterdurchschnittlich abschneidet. Dies ist Folge der Optimierung auf maximalen elektrischen Wirkungsgrad bei vergleichsweise geringer Wärmeauskopplung. Die Spannbreite der thermischen Wirkungsgrade und der Gesamtwirkungsgrade liegt sowohl bei den Gas-, als auch bei den Pflanzenöl-BHKW-Anlagen im marktüblichen Rahmen, wobei die im Projekt untersuchten Gas-BHKWs etwas bessere Werte erreichen als der Durchschnitt und die Pflanzenöl-BHKWs etwas geringere.

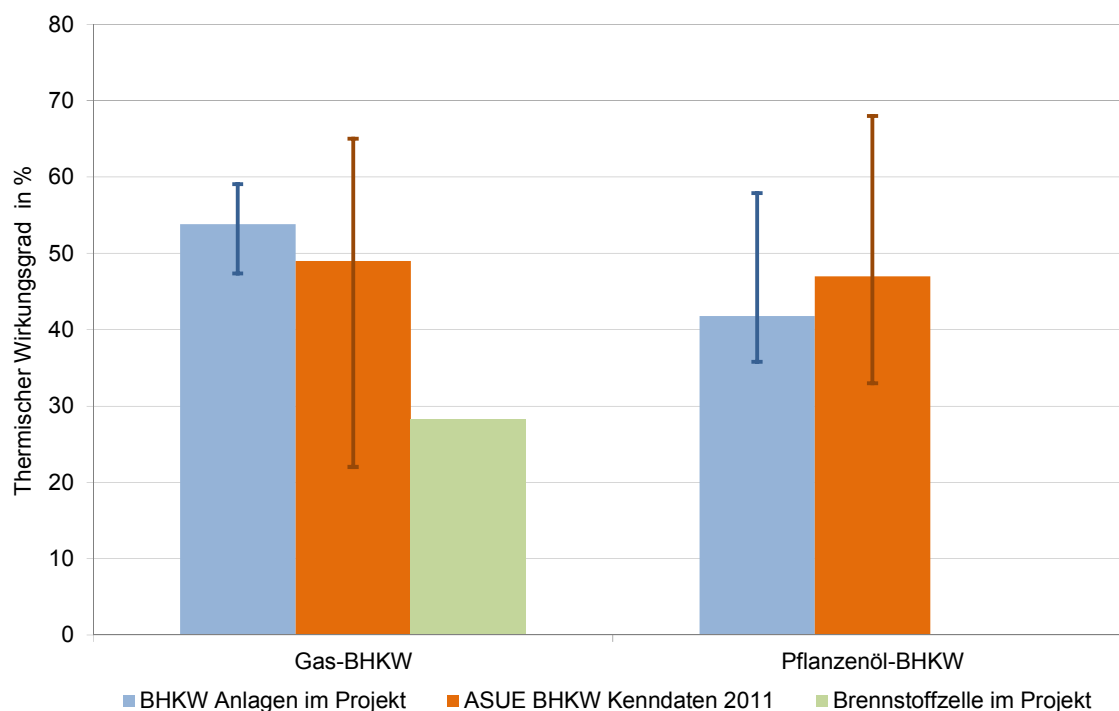


Abbildung 47: Thermische Wirkungsgrade Gas-BHKW und Pflanzenöl-BHKW

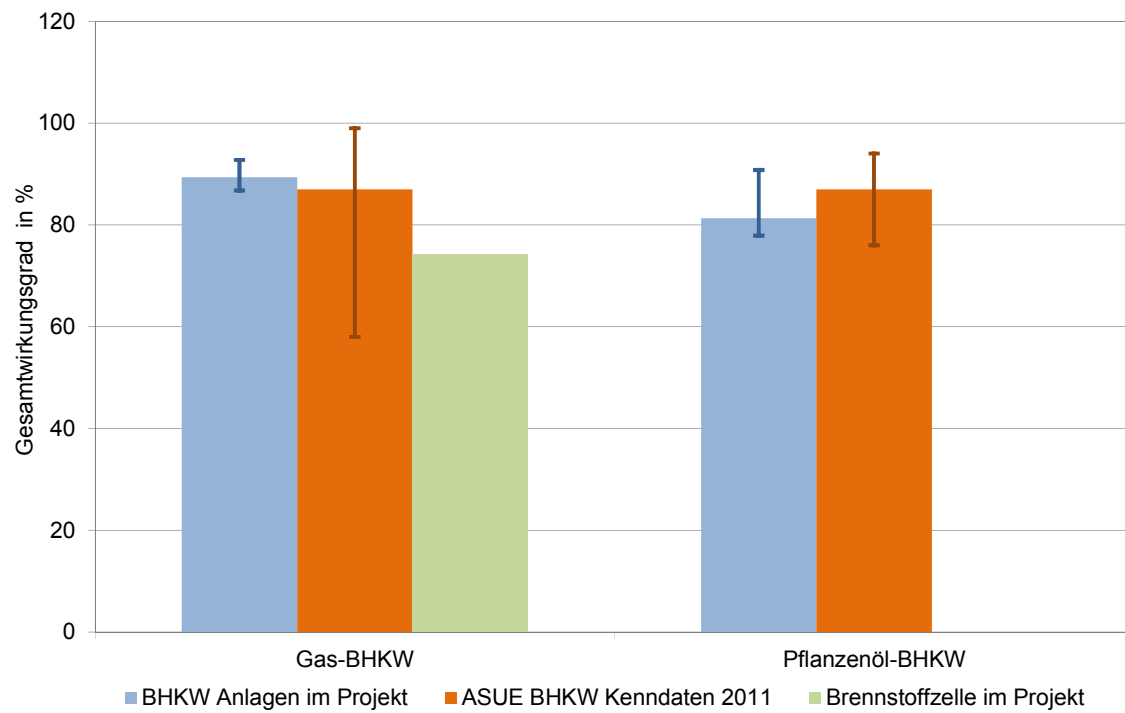


Abbildung 48: Gesamtwirkungsgrade Gas-BHKW und Pflanzenöl-BHKW

7 BHKW-Modellkonfigurationen

7.1 Modellkonfigurationen im Überblick

Aufbauend auf die Ergebnisse der energetischen, ökologischen und ökonomischen Analyse wurden unterschiedliche Modellkonfigurationen zur Optimierung der Effizienz und Umweltverträglichkeit herausgearbeitet. Jeder Modellkonfiguration wurde dabei als Referenz der Ist-Zustand einer realen Anlage aus dem Projekt zugrunde gelegt. Insgesamt wurden 10 verschiedene Modellkonfigurationen am Beispiel von 12 Anlagen aus dem Projekt herausgearbeitet, die Verbesserungen bei Effizienz, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen erwarten lassen. Die Modellkonfigurationen orientieren sich an typischen Fällen aus der Praxis und wurden bewusst so ausgewählt, dass sich eine gewisse Bandbreite unterschiedlicher Technologien ergibt. Die vorgeschlagene Modellkonfiguration muss daher nicht zwingend die beste Lösung für die jeweilige Anlage darstellen, sondern zeigt eine der möglichen Optionen im Vergleich mit dem Ist-Zustand auf. In manchen Fällen erweist sich bereits die heutige Konfiguration als weitgehend optimal, sodass die Modellkonfiguration erst bei geänderten Randbedingungen, z. B. steigenden Brennstoffpreisen, Vorteile aufweist. Die vorgeschlagenen Optimierungsmaßnahmen können grob in drei Kategorien unterteilt werden:

- Nicht investive Maßnahmen: z. B. Optimierung der Wartungsintervalle oder Änderung der Betriebsweise
- Gering investive Maßnahmen: Austausch oder Ergänzung einzelner NebenkompONENTEN des Energiesystems mit eher geringem Investitionsbedarf im Vergleich zur Gesamtanlage, z. B. Nachrüstung einer Nachverstromungseinheit
- Hoch investive Maßnahmen: Austausch von Hauptkomponenten des Energiesystems mit großen Investitions- und Umbauaufwand, wie z. B. Austausch von BHKW-Modulen, Kälteanlagen oder Heizkesseln

Im Einzelnen wurden folgende Modellkonfigurationen betrachtet:

- Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung am Beispiel der Anlagen 9 und 15

Die Erzeugung von Kälte aus BHKW-Abwärme mittels Ab- oder Adsorptionskälteanlagen (KWKK) kann die Auslastung von BHKW-Modulen in den Sommermonaten deutlich erhöhen und gegenüber der konventionellen Kälteerzeugung mittels elektrisch angetriebener Kompressionskältemaschinen (KKM) ökonomische und

ökologische Vorteile aufweisen. Dies gilt insbesondere für ältere und wenig effiziente Kompressionskälteanlagen. Aufgrund der rasanten Entwicklung der letzten Jahre stehen jedoch mittlerweile auch hocheffiziente elektrisch angetriebene Systeme zur Verfügung, sodass der Vorteil der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung zusehends schwindet. Um dies näher zu untersuchen wurde daher im Rahmen der Modellkonfigurationen für 2 Anlagen aus dem Projekt die Kälteerzeugung über KWKK der konventionellen Kälteerzeugung mittels Kompressionskälteanlagen gegenübergestellt und bewertet. Bei Anlage 9 stellt die KWKK den Ist-Zustand dar und die KKM die alternative Modellkonfiguration, im Fall von Anlage 15 verfügt das bestehende System über eine KKM und die Modellkonfiguration über eine AKM.

- Biomethan-BHKW am Beispiel der Anlage 11

Das Erdgas BHKW Anlage Nummer 11 versorgt eine Liegenschaft, die einen vergleichsweise geringen elektrischen Energiebedarf bei gleichzeitig hohem Wärmebedarf aufweist. Aus wirtschaftlichen Gründen wurde das BHKW lediglich auf den elektrischen Energiebedarf abgestimmt, um möglichst den gesamten Strom zur Eigenversorgung im Hausnetz nutzen zu können (für eingespeisten Strom wird nur eine geringe Vergütung gewährt). Thermisch ist das bestehende Modul daher unterdimensioniert. Hier bietet sich als Ergänzung ein Biomethan-BHKW an, da bei diesem der erzeugte Strom nach EEG zu wirtschaftlich wesentlich günstigeren Konditionen ins öffentliche Netz eingespeist werden kann. So kann das zusätzliche BHKW entsprechend dem thermischen Energiebedarf ausgelegt werden, ohne wirtschaftliche Nachteile in Kauf nehmen zu müssen.

- Biogas-Satelliten-BHKW am Beispiel der Anlage 7

Bei Biogasanlagen kann es aus wirtschaftlichen und technischen Gründen sinnvoll sein, das BHKW nicht direkt am Standort des Fermenters zu betreiben, sondern als Satelliten-BHKW in der Nähe potentieller Wärmeabnehmer zu errichten. Die Gasversorgung erfolgt dabei über eine Biogasleitung vom Fermenter aus. Für die im Projekt betrachtete Biogasanlage (Anlage 7) wurde als Modellkonfiguration die Erweiterung um ein Satelliten-BHKW und die Erschließung zusätzlicher Wärmeabnehmer vom neuen Standort aus betrachtet.

- Abgasnachverstromung am Beispiel der Anlage 4

Für das pflanzenölbetriebene BHKW Anlage 4 wird vom Hersteller eine Abgasturbine als Nachrüstlösung angeboten. Das System steigert den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage um ca. 5 Prozentpunkte und kann daher aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht eine interessante Option sein. Um dies zu prüfen, wurde in der Modellkonfiguration das System mit Abgasturbine dem Standardsystem ohne Nachverstromung gegenübergestellt und ökonomisch und ökologisch bewertet.

- Holzgas-BHKW am Beispiel der Anlage 18

Bei Anlage 18 handelt es sich um ein pflanzenölbetriebenes BHKW, das Prozesswärme für die Holzindustrie bereitstellt. Aufgrund der hohen Preise für Pflanzenöl und der leichten Verfügbarkeit des Brennstoffs Holz am Standort, kann es sinnvoll sein auf die in den letzten Jahren zur Serienreife entwickelte Holzvergasertechnologie umzustellen. In der Modellkonfiguration wurde das bisherige Pflanzenöl-BHKW mit einem Holzvergasersystem mit Pflanzenöl-Holzgas Zündstrahlmotor verglichen und bewertet.

- Brennstoffzellen-BHKW am Beispiel der Anlage 8

In dieser Modellkonfiguration wurde die bestehende Brennstoffzelle mit einem Verbrennungsmotor-BHKW gleicher thermischer Leistung verglichen, um energetische und wirtschaftliche Vor- und Nachteile der Brennstoffzellentechnologie gegenüber der konventionellen BHKW-Technologie herauszuarbeiten.

- Stromgeführter BHKW-Betrieb am Beispiel der Anlage 6

BHKW-Anlage 6 versorgt eine Liegenschaft mit hohem Strombedarf, wird jedoch bisher lediglich wärmegeführt betrieben. Hier wurde im Rahmen der Modellkonfiguration ein stromgeführter Betrieb im Sommer untersucht (BHKW wird durchgängig mit Nennlast betrieben), der aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein könnte.

- Erweiterung der BHKW-Anlage am Beispiel der Anlage 10

Bei Anlage 10 handelt es sich um ein Erdgas-BHKW-Modul mit 50 kW elektrischer Leistung. Thermisch ist die Anlage unterdimensioniert, d. h. es könnte ein weiteres Modul mit etwa gleicher Leistung ergänzt werden. Nach den aktuellen Konditionen des KWKG, die besonders Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW bevorzugen, kann die Erweiterung um ein zweites baugleiches Modul wirt-

schaftlich vorteilhaft sein und wurde daher im Rahmen der Modellkonfiguration geprüft.

- Modernisierung der BHKW-Anlage bzw. Ersatzinvestition am Beispiel der Anlagen 5 und 12

Bei Anlage 5 und 12 handelt es sich in beiden Fällen um Erdgas-BHKW-Systeme, die zu Beginn der 1990er Jahre in Betrieb genommen wurden und nun das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Anlage 5 speist in ein Werksnetz ein (Stromeigennutzung), während Anlage 12 in ein öffentliches Stromnetz einspeist. In den Modellkonfigurationen wurde für beide Fälle untersucht ob eine Ersatzinvestition sinnvoll ist, oder ob sich ggf. ein Weiterbetrieb der alten Anlagen nach einer Generalüberholung lohnt.

- Organisatorische Maßnahmen und Betriebsführung am Beispiel der Anlage 16

Auch nicht-investive Maßnahmen, wie z. B. eine Optimierung der Betriebsführung, können Verbesserungen der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen bewirken. Bei Anlage 16 wurde im Rahmen 12monatigen Datenerfassung festgestellt, dass die Jahreswartung ungünstigerweise im Dezember durchgeführt wird und die BHKW-Anlage dafür für längere Zeit außer Betrieb genommen wird. Im Rahmen der Modellkonfiguration wurde daher eine Verlegung des Wartungstermins in Monate mit geringem Wärmebedarf (Sommer) untersucht.

7.2 Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) spricht man, wenn die Abwärme eines BHKW-Moduls zum Antrieb einer Kältemaschine genutzt wird. In der Regel geschieht dies über thermisch angetriebene Ab- oder Adsorptionskälteanlagen. Die Funktionsweise dieser Anlagen ist z. B. in [Henning 2009] beschrieben. Die zentrale Idee hinter der KWKK ist einerseits durch den saisonal unterschiedlichen Bedarf von Wärme und Kälte das BHKW-Modul möglichst ganzjährig auszulasten, andererseits Wärme auf niedrigem Temperaturniveau anstatt exergetisch hochwertigem Strom zum Antrieb von Kälteanlagen zu nutzen. Durch die vergleichsweise niedrigen Kosten für die Antriebswärme soll dabei gegenüber konventionellen, elektrisch angetriebenen Kälteanlagen neben einer Primärenergieeinsparung und Verringerung der CO₂-Emissionen auch eine Kosteneinsparung erzielt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die für KWKK üblicherweise in Frage kommenden einstufigen Absorptionskälteanlagen lediglich Leistungszahlen von etwa 0,7 aufweisen, während moderne elektrisch angetriebene Kompressionskälteanlagen Leistungszahlen von über 7 erreichen. Die Leistungszahl, auch als coefficient of performance (COP) bezeichnet, bezeichnet die nutzbare Kälteleistung im Verhältnis zur eingesetzten elektrischen oder thermischen Antriebsleistung:

$$COP = \frac{P_{Kälte}}{P_{Antrieb}}$$

Aus diesem Grund kann es durchaus sein, dass sich bei detaillierter Betrachtung eine konventionelle Kälteversorgung gegenüber der KWKK dennoch als ökologisch und ökonomisch günstiger darstellt.

Anhand von zwei konkreten BHKW-Anlagen aus dem Projekt wurde daher die Wirtschaftlichkeit der KWKK gegenüber einer Kälteversorgung mit Kompressionskälteanlage untersucht. Als Fazit aus dieser Betrachtung kann festgehalten werden:

- Die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) kann dann eine sinnvolle Alternative zur besseren Auslastung von BHKW-Anlagen im Sommer sein, wenn veraltete konventionelle Kompressionskälteanlagen ersetzt werden, Wärme günstig verfügbar ist (z. B. Abwärme aus Industrieprozessen) und der Stromerzeugung durch das BHKW ein hoher Wert zugemessen wird.
- In vielen Fällen sind KWKK-Aggregate unter heutigen Rahmenbedingungen jedoch nicht konkurrenzfähig gegenüber modernen Kompressionskälteanlagen mit hohem COP, insbesondere wenn die Wärme zum Antrieb der Sorptionskälteanla-

ge aus hochwertigen und vergleichsweise teuren Energieträgern (z. B. Erdgas) bereitgestellt werden muss.

- Vorteile für die KWKK ergeben sich, wenn erwartet wird, dass die Strompreise wesentlich schneller steigen als die Brennstoffpreise bzw. Wärmekosten.
- Nach Möglichkeit sollten sich Kälte- und Wärmebedarfsprofil für den Einsatz einer Absorptionskälteanlage ergänzen, dies bedeutet hohe Kältelast zu Zeiten geringer Wärmelast und umgekehrt. Anderenfalls muss im Winter ein Großteil des Wärmebedarfs über den Spitzenlastkessel gedeckt werden oder die BHKW-Anlage größer dimensioniert werden, was wiederum eine schlechte Auslastung im Sommer zur Folge hat
- Grundvoraussetzung für die KWKK ist ein hoher Gesamtnutzungsgrad des BHKWs, um die Gestehungskosten für die Antriebswärme der Kälteanlage möglichst gering zu halten.

7.2.1 KWKK Beispiel 1, Anlage 15

Fallbeispiel 1 für die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung geht von der Anlage Nummer 15 aus, einem wärmegeführten Erdgas-BHKW mit 230 kW_{el} und 358 kW_{th} (vgl. Kapitel 5.14). Die versorgte Liegenschaft benötigt neben elektrischer Energie und Heizwärme auch Kälte, die bisher über drei elektrisch angetriebene Kompressionskälteanlagen mit je 86,8 kW Kälteleistung und einer Leistungszahl von ca. 2,6 bereitgestellt wird. Die gesamte installierte Kälteleistung beträgt knapp 260 kW, der durchschnittliche Kälteleistungsbedarf über das Jahr gesehen beträgt etwa 230 kW. Der hohe kontinuierliche Kältebedarf in Verbindung mit dem bereits vorhandenen BHKW könnte den Einsatz einer KWKK-Anlage interessant machen.

Modellkonfiguration:

Als Modellkonfiguration wird der Ersatz der bestehenden Kompressionskälteanlagen durch eine Absorptionskälteanlage mit 260 kW Kälteleistung und einer Leistungszahl (COP) von 0,7 betrachtet. Abbildung 49 zeigt die thermische Jahresdauerlinie für den Ist-Zustand und die Modellkonfiguration im Vergleich.

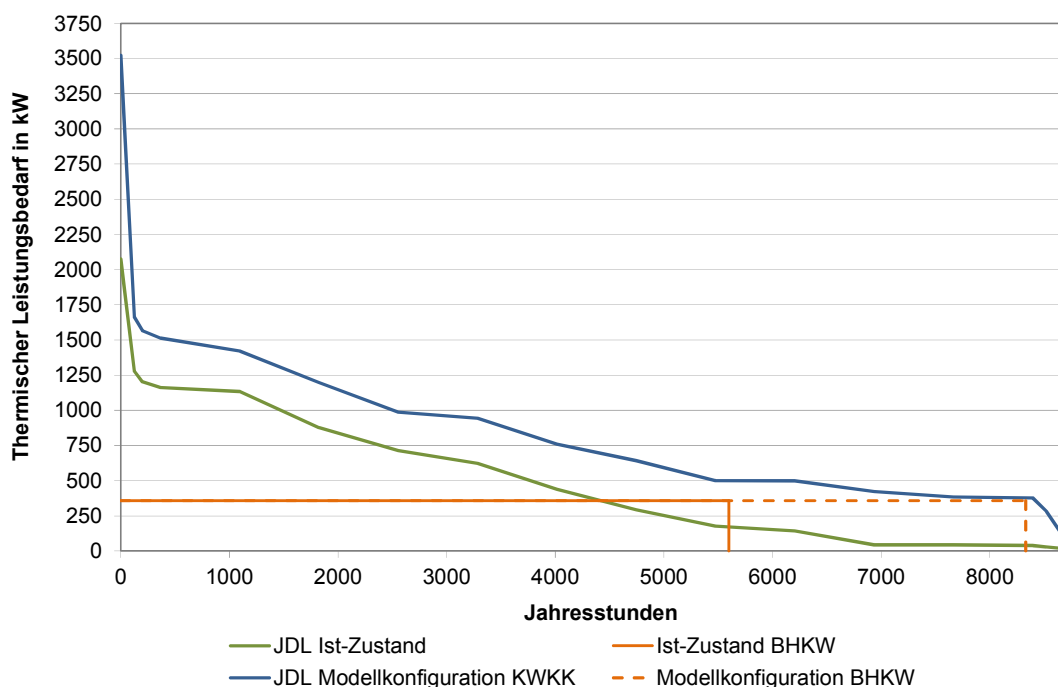


Abbildung 49: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Die Bestandsanlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Zur besseren Vergleichbarkeit wird sowohl im Ist-Zustand als auch bei der Modellkonfiguration jeweils das Gesamtsystem zur Wärme- und Kältebereitstellung betrachtet.
- Für die Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass das BHKW durch Optimierung der Wärmeauskopplung die volle Wärmeleistung bringt und einen thermischen Nutzungsgrad von 55 % erreicht. Als Referenz für die Modellkonfiguration dient damit nicht der tatsächliche Ist-Zustand, sondern die bezüglich der Wärmeauskopplung optimierte Bestandsanlage (vgl. hierzu Kapitel 5.14).
- Sowohl für Bestandsanlage als auch für die Modellkonfiguration werden Kosten für eine Generalüberholung des Motors im Betrachtungszeitraum und Kapitalkosten für die Optimierung der Wärmeauskopplung berücksichtigt.
- Für die Modellkonfiguration werden die Investitionskosten in die neue Kälteversorgung berücksichtigt.
- Die Energiegestehungskosten werden in Wärme- und Kältegestehungskosten gesplittet. Die Wärmegegestehungskosten beziehen sich auf die gesamte bereitgestellte Wärme, inkl. der Wärme zum Antrieb der Absorptionskälteanlage. Die Kosten für diese Antriebswärme werden den Kältegestehungskosten zugeschlagen. Zusätzlich werden als Maßstab für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems die spezifischen Nutzenergiekosten (Kälte + Wärme) ermittelt.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Tabelle 10 zeigt die Ergebnisse der energetischen Bilanzierung für die Modellkonfiguration, in Tabelle 11 ist die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt. Abbildung 51 zeigt die Sensitivitätsanalyse für die spezifischen Energiegestehungskosten bezogen auf die Summe aus Nutzkälte und Nutzwärme in Abhängigkeit vom Gaspreis und der Gutschrift für selbst genutzten Strom.

Das BHKW selbst bleibt in der Modellkonfiguration technisch unverändert, erreicht jedoch aufgrund der Wärmebereitstellung für die Absorptionskälteanlage eine wesentlich bessere Auslastung (vgl. Jahresdauerlinie Abbildung 49). Dadurch kann der Anteil der elektrischen Energiebedarfsdeckung durch das BHKW von knapp 33 % im Ist-Zustand auf knapp 62 %

bei der Modellkonfiguration gesteigert werden. Der Anteil des BHKWs an der thermischen Energiebereitstellung sinkt jedoch, was auf den insgesamt wesentlichen höheren Wärmebedarf der Liegenschaft zurückzuführen ist, der durch den Bedarf der Absorptionskälteanlage entsteht. Dies bedeutet, dass ein größerer Anteil der Wärme als bisher über die Gaskessel bereitgestellt werden muss. In einigen Monaten übersteigt der Wärmebedarf der AKM sogar die Wärmebereitstellung des BHKWs, wie aus Abbildung 50 ersichtlich ist.

Aufgrund der höheren Auslastung ergibt sich in Summe für das BHKW eine höhere absolute Primärenergieeinsparung gegenüber der getrennten Strom- und Wärmbereitstellung, während die prozentuale Primärenergieeinsparung und die CO₂-Emissionsfaktoren bezogen auf das BHKW gleich bleiben, da sich technisch an der Anlage nichts ändert und die Wirkungsgrade gleich bleiben.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Modellkonfiguration mit KWKK nicht konkurrenzfähig mit dem Ist-Zustand, was einerseits auf die hohen Kapitalkosten aufgrund der Investitionen in die Kälteversorgung, andererseits auf die wesentlich höheren verbrauchsgebundenen Kosten zurückzuführen ist, die durch die höhere Stromgutschrift nicht kompensiert werden können. Sowohl die spezifischen Wärmegegestehungs- als auch die spezifischen Kältegegestehungskosten (und damit im Mittel die Gesamtenergiegestehungskosten) steigen bei der Modellkonfiguration. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die KWKK-Konfiguration im vorliegenden Fall nur bei sehr geringen Gaskosten (und damit geringen Kosten für die Antriebswärme der Absorptionskälteanlage) konkurrenzfähig zum bestehenden System ist. Steigende Strompreise wirken sich zwar bei der KWKK-Variante stärker positiv aus als bei der Bestandsanlage, da zum einen der Strombedarf für die Kompressionskälteanlage wegfällt und zum anderen das BHKW höhere Laufzeiten erreicht und mehr Strom ins Hausnetz einspeist, dies reicht jedoch nicht aus, um die Energiekosten im Bestand zu unterbieten.

Absorptionskälteanlagen eignen sich demnach v. a. für Anwendungen in denen die Wärme kostenlos oder zu sehr geringen Preisen zur Verfügung steht, wie z. B. Abwärme in der Industrie. In vorliegendem Fall dürfte es zielführender sein, die konventionelle Kälteversorgung zu optimieren, z. B. durch freie Kühlung oder eine moderne Kompressionskälteanlage mit hohem COP.

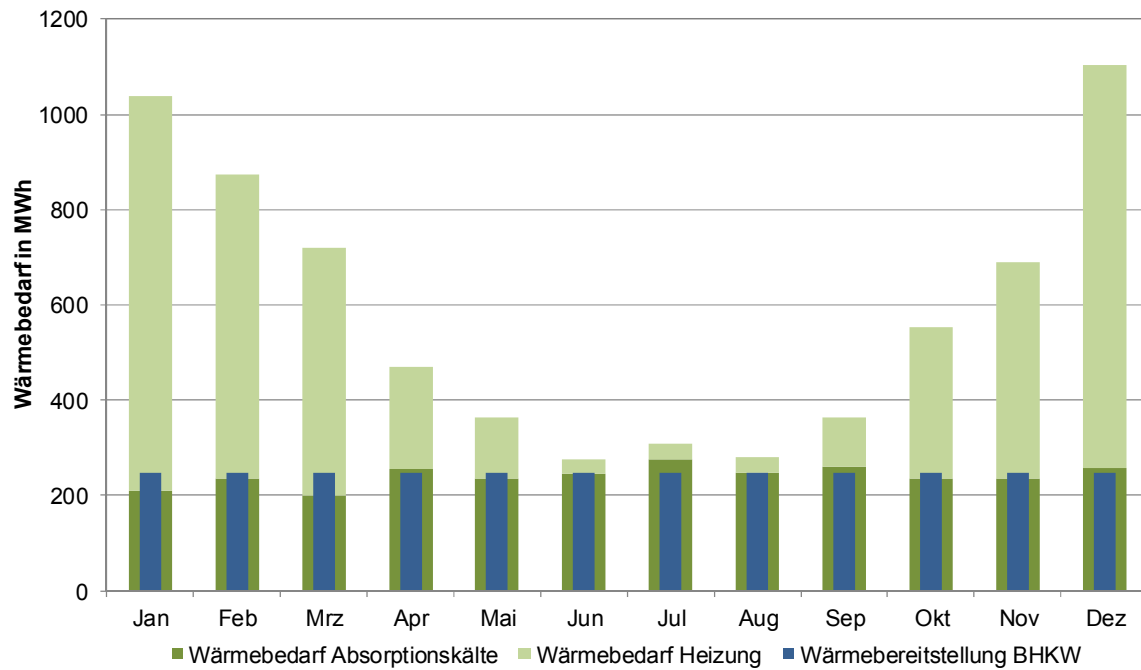


Abbildung 50: Wärmebedarf und Wärmebereitstellung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1

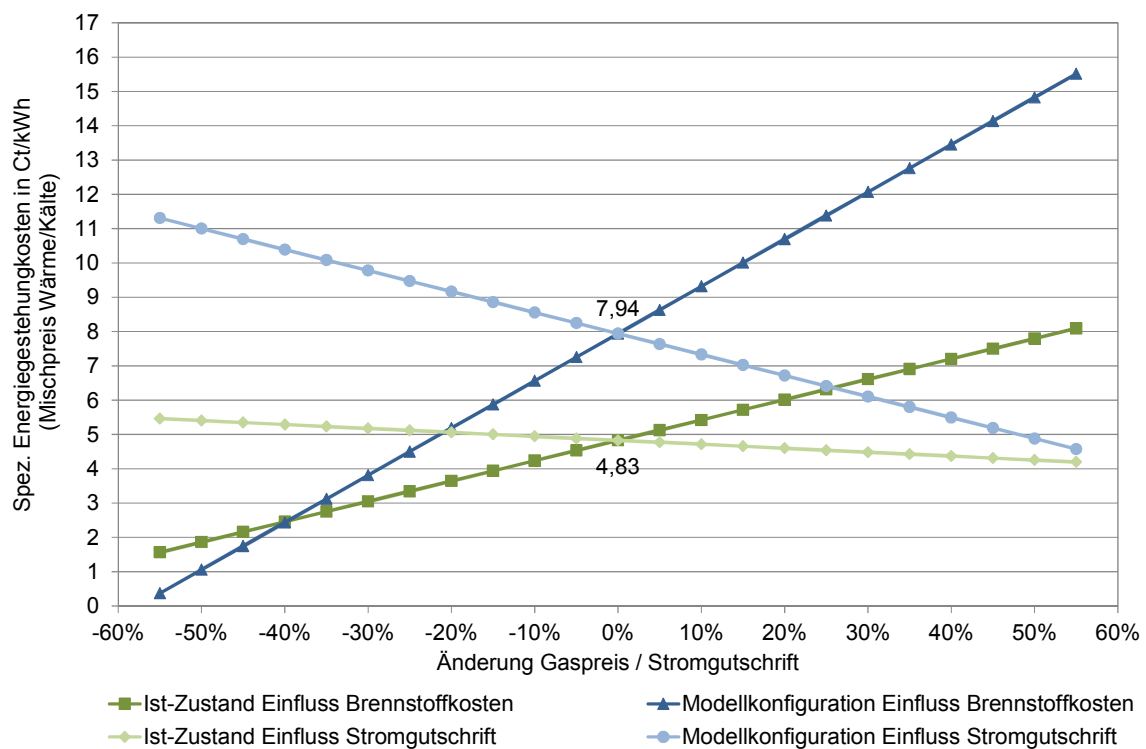


Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse Gaspreis/Stromgutschrift Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1

Tabelle 10: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1

	Einheit	Ist-Zustand Kälteerzeugung m. KKM	Modellkonfiguration KWKK
Elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	3.882	3.103
Thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft (inkl. Antrieb AKM)	MWh/a	4.152	7.042
Kältebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	2.023	2.023
Elektrische Leistung BHKW	kW	230	230
Thermische Leistung BHKW	kW	358	358
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	649	649
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	35,4	35,4
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	55,2	55,2
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	90,6	90,6
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,64	0,64
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	1.286	1.914
Thermische Energie BHKW	MWh/a	2.004	2.890
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	3.734	5.558
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	2.387	4.511
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	34,4	34,4
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	53,7	53,7
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	88,1	88,1
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,64	0,64
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	5.591	8.322
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	5.597	8.331
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	33,1	61,7
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	46,2	42,4
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	1.308	1.947
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	25,9	25,9
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	408	408
	g/kWh _{th}	207	207

Tabelle 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 1

	Einheit	Ist-Zustand Kälteerzeugung m. KKM	Modellkonfiguration KWKK
Investitionskosten Wärmeerzeugung	€	21.065	21.065
Kosten Generalüberholung BHKW	€	42.130	42.130
Kapitalkosten Wärmeerzeugung	€/a	7.791	7.791
Brennstoffkosten Wärmeerzeugung	€/a	366.351	602.620
Wartungskosten Wärmeerzeuger	€/a	14.000	20.839
Stromgutschrift BHKW	€/a	180.021	267.968
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	22.794	33.930
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	185.327	329.352
Spez. Wärmegestellungskosten	Ct/kWh	4,46	7,93
Investitionskosten Kälteerzeugung	€	0	197.340
Kapitalkosten Kälteerzeugung	€/a	0	24.330
Stromkosten Kälteerzeugung	€/a	108.927	0
Wärmekosten Kälteerzeugung	€/a	0	135.161
Wartungskosten Kälteerzeuger	€/a	4.000	1.560
Jahreskosten Kälteerzeugung	€/a	112.927	161.052
Spez. Kältegestellungskosten	Ct/kWh	5,58	7,96
Jahresgesamtkosten Energieerzeugung	€/a	298.254	490.403
Spez. Energiegestellungskosten	Ct/kWh	4,83	7,94
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	-192.150
Amortisation statisch	a	-	-

7.2.2 KWKK Beispiel 2, Anlage 9

Grundlage für das zweite Fallbeispiel Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung ist Anlage Nummer 9, ein wärmegeführtes Erdgas-BHKW mit $116 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $194 \text{ kW}_{\text{th}}$, das in Verbindung mit zwei Spitzenlastkesseln mit jeweils $750 \text{ kW}_{\text{th}}$ ein Behördengebäude versorgt (vgl. Kapitel 5.8). Die Kälteversorgung erfolgt über einer Absorptionskälteanlage mit 550 kW Kälteleistung und 825 kW Antriebsleistung.

Modellkonfiguration:

Als Modellkonfiguration wird dem bestehenden System zum Vergleich eine effiziente moderne Kompressionskälteanlage mit 300 kW Kühlleistung (abgeschätzt auf Basis von 1.000 Volllaststunden für die Kälteanlage) und einer Leistungszahl (COP) von 4 gegenübergestellt. Das BHKW bleibt in der bisherigen Form bestehen und übernimmt nunmehr nur noch die Heizwärmebereitstellung. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird die bestehende Anlage als voll abgeschrieben betrachtet, d. h. die Kompressionskälteanlage ist wirtschaftlich vorteilhaft, wenn sich trotz der Kosten für die Neuinvestition in Mittel geringere Energiekosten als im Ist-Zustand ergeben. Die spezifischen Energiegestehungskosten werden dabei, wie schon in KWKK Beispiel 1, auf die Summe aus Nutzkälte und Nutzwärmebereitstellung bezogen. Abbildung 52 zeigt die thermische Jahresdauerlinie für den Ist-Zustand und die Modellkonfiguration.

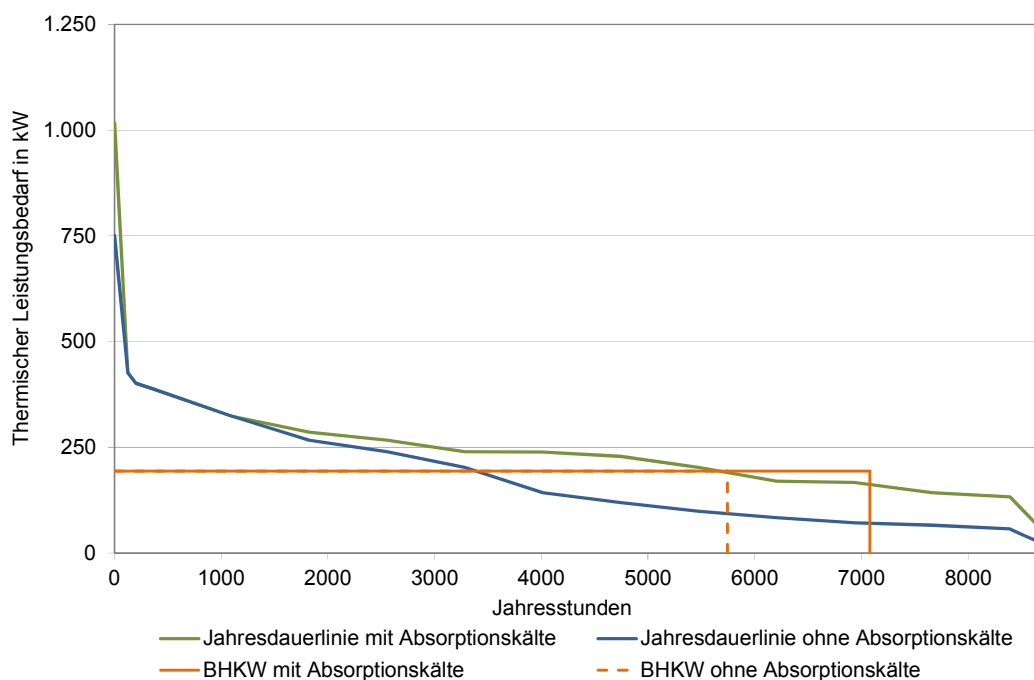


Abbildung 52: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Das BHKW wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch Kosten für eine Generalüberholung i.H.v. etwa 26.000 € als Kapitalkosten berücksichtigt.
- Für den Umbau des Kühlsystems auf Kompressionskältetechnik werden Kosten in Höhe von etwa 150.000 € (Umbau inkl. Anlagentechnik) berücksichtigt.
- Zuschlagszahlungen nach KWKG werden nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass der Förderzeitraum von 30.000 Betriebsstunden ab Inbetriebnahme der Anlage bereits abgelaufen ist.
- Die Energiesteuerrückerstattung wird sowohl im Ist-Zustand als auch bei der Modellkonfiguration berücksichtigt.
- Im Ist-Zustand wurde der im Betrachtungszeitraum 2010 gemessene Strombedarf für die Kältebereitstellung berücksichtigt. Bei der Modellkonfiguration (Stilllegung der AKM und Ersatz durch eine KKM) wurde der Strombedarf für die Kälteerzeugung mittels der Leistungszahl der Kompressionskälteanlage aus dem zu deckenden Kältebedarf ermittelt. Aufgrund der komplexen Einbauverhältnisse wurde dabei eine vergleichsweise niedrige Leistungszahl von lediglich COP = 4 angenommen. Der Strombedarf für Pumpen und Rückkühlung wurde über den niedrigeren COP der Kompressionskälteanlage abgebildet und nicht nochmals gesondert angesetzt.
- Kosteneinsparungen durch geringeren Wasserverbrauch bei der Kompressionskälteanlage (geringere Rückkühlleistung notwendig als bei AKM) wurden nicht berücksichtigt.
- Die Energiegestehungskosten werden in Wärme- und Kältegestehungskosten gesplittet. Die Wärme gestehungskosten beziehen sich auf die gesamte bereitgestellte Wärme, inkl. der Wärme zum Antrieb der Absorptionskälteanlage. Die Kosten für diese Antriebswärme werden den Kälte gestehungskosten zugeschlagen. Zusätzlich werden als Maßstab für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems die spezifischen Nutzenergiekosten (Kälte + Wärme) ermittelt.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Abbildung 53 zeigt die monatliche Wärmebereitstellung durch BHKW und Kesselanlage für Ist-Zustand und Modellkonfiguration. Deutlich zu sehen ist der hohe Wärmebedarf im Ist-Zustand für die Kälteanlage in den Monaten April bis September, der teilweise über die Gaskessel gedeckt werden muss. Ohne Absorptionskälteanlage ist der Wärmebedarf im Sommer dagegen wesentlich geringer und kann praktisch vollständig vom BHKW gedeckt werden, das dabei jedoch nicht mehr voll ausgelastet wird. Das BHKW erreicht in diesem Fall noch knapp 5.700 Vollbenutzungsstunden im Jahr, im Gegensatz zur KWKK-Konfiguration, in der das BHKW etwa 7.000 Vollbenutzungsstunden erreicht. Dadurch sinkt sowohl der Brennstoffeinsatz für das BHKW als auch für den Spitzenlastkessel deutlich.

Da die Kompressionskälteanlage eine wesentlich geringere Rückkühlleistung benötigt, verringert sich der elektrische Energiebedarf ebenfalls, trotz Umstellung auf eine elektrisch angetriebene Kälteanlage. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass mit Standardwerten gerechnet wurde und der Energiebedarf für das Rückkühlsystem in der Modellkonfiguration nicht im Detail betrachtet wurde. Durch die räumlichen und technischen Gegebenheiten kann sich hier ggf. ein deutlich höherer Strombedarf ergeben.

Da das BHKW selbst unverändert bleibt, ändern sich auch die spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren und die prozentuale Primärenergieeinsparung nicht. Die absolute Primärenergieeinsparung durch die KWK-Anlage sinkt hingegen, da das BHKW-Modul in der Modellkonfiguration geringere Laufzeiten erreicht. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Primärenergieeinsparung nur auf das BHKW und nicht auf die gesamte Liegenschaft bezieht, sodass Einspareffekte durch den insgesamt geringeren Brennstoffverbrauch und geringeren Strombedarf der Liegenschaft bei der Modellkonfiguration nicht berücksichtigt wurden.

In der ökonomischen Betrachtung ergeben sich für die Modellkonfiguration sowohl geringere Wärmegestehungs- als auch geringere Kältegestehungskosten und damit im Mittel deutlich geringere spezifische Energiegestehungskosten. Diese Kostenersparnis ist in erster Linie auf den geringeren Brennstoff- und Strombedarf bei der Modellkonfiguration zurückzuführen. Trotz der grundsätzlich guten Ausgangslage für KWKK kann das System also weder unter energetischen noch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit einer vergleichbaren modernen Kompressionskälteanlage konkurrieren, wie Tabelle 12, Tabelle 13 und Abbildung 54 anhand der der spezifischen Energiegestehungskosten (Kälte und Wärme) zeigen. Gründe hierfür sind in diesem Fall:

- Absorptionskälteanlage ist im Ist-Zustand im Verhältnis zur BHKW-Wärmeleistung zu groß dimensioniert.
- Absorptionskälteanlage ist auf Kältespitzenlast ausgelegt, dadurch vielfach ineffizienter Teillast- und Leerlaufbetrieb.
- Hoher Energiebedarf für das Rückkühlwerk der Absorptionskälteanlage.
- BHKW ist indirekt über Pufferspeicher eingebunden (vgl. Abbildung 26); erforderliche Vorlauftemperaturen für Absorptionskälteanlage werden nicht erreicht, Gaskessel muss zuheizen.
- Wärmepreise für Antrieb der Absorptionskälteanlage sind relativ hoch (Wärmebereitstellung über Erdgas-BHKW und Erdgaskessel).

Wirtschaftlich vorteilhaft wäre die KWKK in dem hier vorliegenden Fall erst bei deutlich niedrigeren Gaspreisen oder hohen Gutschriften für den selbst genutzten Strom. Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit könnte alternativ zur Modellkonfiguration auch durch die Optimierung der bestehenden Anlage erreicht werden. Dies wäre jedoch ebenfalls mit erheblichen Investitionskosten, v. a. im Bereich der Hydraulik, verbunden und ändert nicht die Tatsache, dass die bestehende Absorptionskälteanlage erheblich überdimensioniert ist.

Sowohl für den Ist-Zustand als auch für die Modellkonfiguration gilt, dass die Datenbasis für die Berechnungen nicht optimal ist, da entscheidende Zähler für die BHKW-Energiemengen fehlen. Zudem wurde nicht detailliert geprüft, inwieweit das bestehende Kältesystem für den Einbau einer Kompressionskälteanlage angepasst werden muss und welche Investitions- und Betriebskosten durch das vergleichsweise aufwändige Rückkühlsystem entstehen. Die Ergebnisse sind daher lediglich als erste Anhaltswerte zu verstehen.

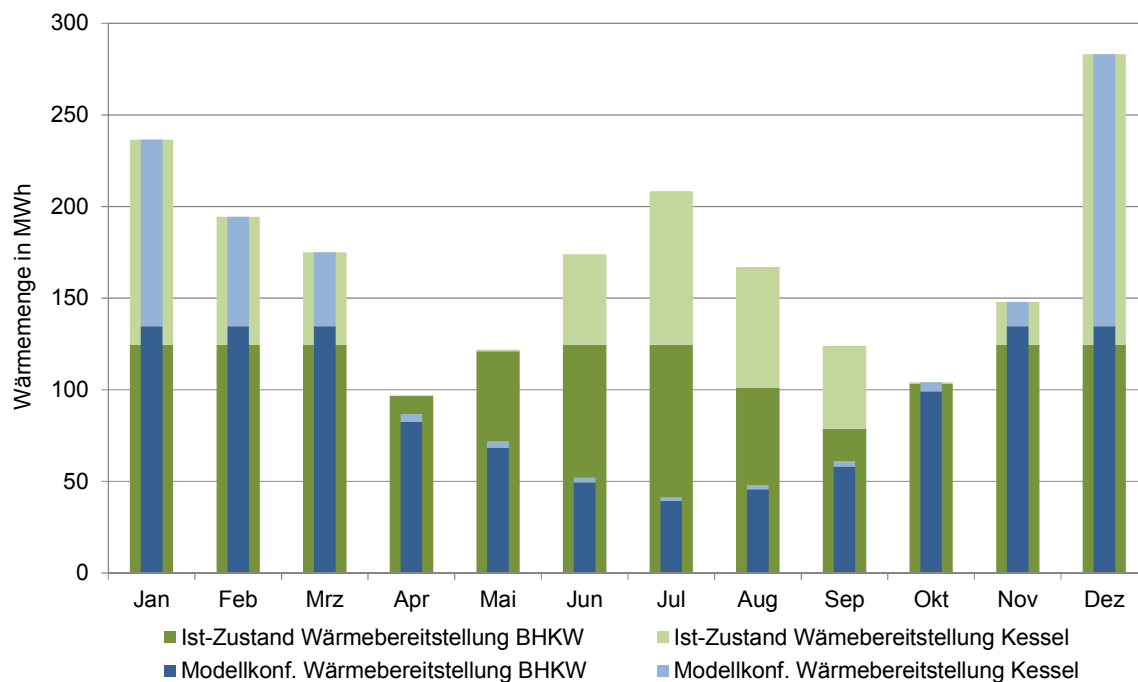


Abbildung 53: Wärmebereitstellung durch BHKW und Kesselanlage Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2

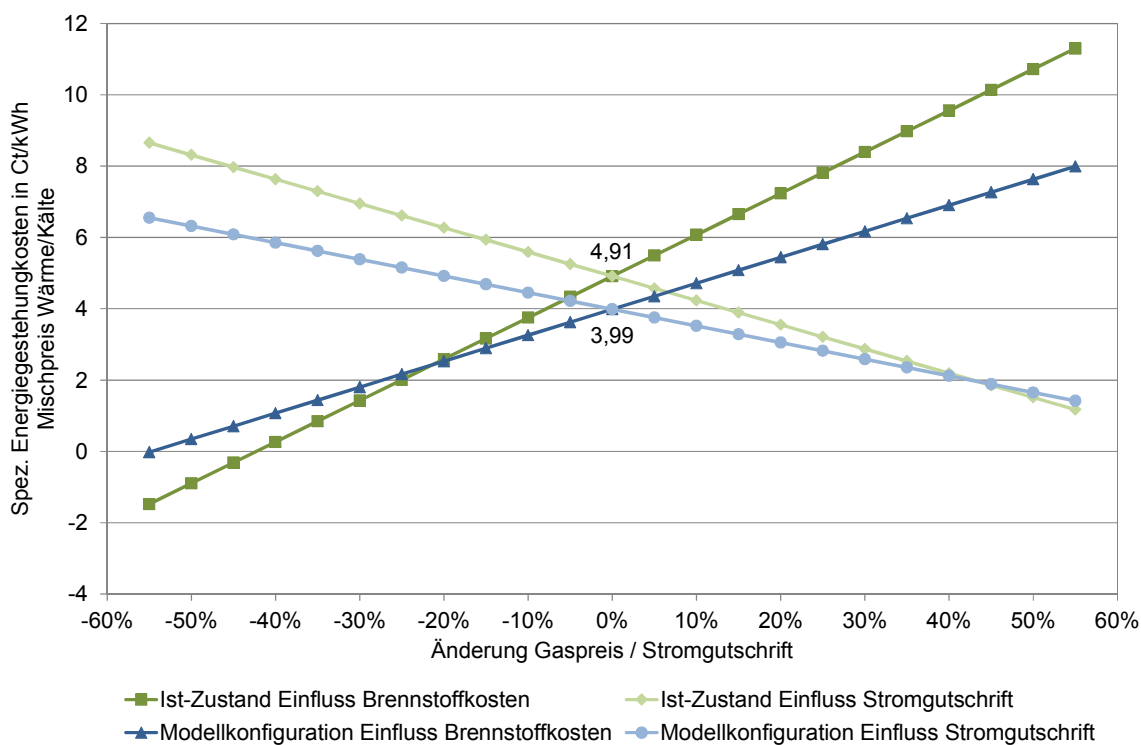


Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse Gaspreis/Stromgutschrift Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2

Tabelle 12: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2

	Einheit	Ist-Zustand KWKK	Modellkonfiguration Kälteerzeugung m. KKM
Elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	1.829	1.732
Thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft (inkl. Antrieb AKM)	MWh/a	2.033	1.502
Kältebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	284	284
Elektrische Leistung BHKW	kW	116	116
Thermische Leistung BHKW	kW	194	194
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	337	337
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	34,4	34,4
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	57,6	57,6
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	92,0	92,0
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,60	0,60
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	821	667
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.374	1.115
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	2.386	1.936
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	606	431
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	34,4	34,4
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	57,6	57,6
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	92,0	92,0
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,60	0,60
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	7.080	5.764
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	7.080	5.746
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	44,9	38,5
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	67,5	74,2
Primärenergieeinsparung durch KWKK absolut	MWh/a	942	765
Primärenergieeinsparung durch KWKK prozentual	%	28,3	28,3
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	396	396
	g/kWh _{th}	201	201

Tabelle 13: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration KWKK Beispiel 2

	Einheit	Ist-Zustand KWKK	Modellkonfiguration Kälteerzeugung m. KKM
Investitionskosten Wärmeerzeugung	€	0	0
Kosten Generalüberholung BHKW	€	26.325	26.325
Kapitalkosten Wärmeerzeugung	€/a	3.246	3.246
Brennstoffkosten Wärmeerzeugung	€/a	164.540	130.193
Wartungskosten Wärmeerzeuger	€/a	10.073	8.175
Stromgutschrift BHKW	€/a	114.979	93.318
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	14.540	11.801
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	48.339	36.494
Spez. WärmeGESTEHUNGskosten	Ct/kWh	3,22	2,43
Investitionskosten Kälteerzeugung	€	0	151.800
Kapitalkosten Kälteerzeugung	€/a	0	18.716
Stromkosten Kälteerzeugung	€/a	23.490	9.947
Wärmekosten Kälteerzeugung	€/a	12.623	0
Wartungskosten Kälteerzeuger	€/a	3.300	6.072
Jahreskosten Kälteerzeugung	€/a	39.414	34.735
Spez. KälteGESTEHUNGskosten	Ct/kWh	13,87	12,22
Jahresgesamtkosten Energieerzeugung	€/a	87.752	71.229
Spez. EnergieGESTEHUNGskosten	Ct/kWh	4,91	3,99
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	16.523
Amortisation statisch	a	-	3,9

7.3 Biomethan-BHKW, Anlage 11

Die Nutzung von Biomethan stellt eine attraktive Möglichkeit dar, um auch bei bestehenden BHKW-Anlagen auf einen regenerativen Brennstoff umzusteigen. Als Infrastruktur wird anders als bei Holzgas- oder Pflanzenöl-BHKWs lediglich ein Anschluss an das Erdgasnetz benötigt. Das dem Erdgasnetz entnommene Biomethan wird nach einem Massenbilanzverfahren an anderer Stelle wieder ins Netz eingespeist. Im Regelfall handelt es sich dabei um aufbereitetes Biogas, es ist jedoch auch Klärgas, Deponiegas oder Grubengas denkbar. Rechtlich fällt die Biomethannutzung unter den Geltungsbereich des EEG, in dem auch die Voraussetzungen für die Vergütung geregelt sind. So ist u. a. der KWK-Betrieb zwingend vorgeschrieben. Die Vergütung richtet sich nach dem eingespeisten Gas zuzüglich einem Bonus für die Gasaufbereitung, der von der Kapazität der Einspeiseanlage abhängt und bis zu 3 Ct/kWh betragen kann. Biomethan als Alternative zu Erdgas bietet sich zum einen dann an, wenn aus ökologischen Gründen auf Erneuerbare Energien umgestellt werden soll, zum anderen dann wenn in Liegenschaften nur eine geringe Gutschrift für den selbst genutzten Strom erzielt werden kann, z. B. aufgrund geringer Strombezugspreise oder hohen Anteilen Überschusseinspeisung. Strom aus Biomethan wird demgegenüber nach EEG vergütet und normalerweise vollständig ins öffentliche Netz eingespeist.

Einen potentiellen Anwendungsfall für ein Biomethan-BHKW stellt Anlage Nummer 11 dar (vgl. Kapitel 5.10). Hier versorgt ein wärmgeführtes Erdgas-BHKW mit $68 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $109 \text{ kW}_{\text{th}}$ eine Liegenschaft, die einen hohen Wärmebedarf, aber einen im Vergleich dazu nur geringen Strombedarf aufweist. Der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung könnte durch ein zusätzliches Erdgas-BHKW wesentlich erhöht werden, jedoch müsste der dabei erzeugte Strom großteils zu ungünstigen Konditionen ins öffentliche Netz eingespeist werden. Wird das zusätzliche BHKW nun statt mit Erdgas mit Biomethan betrieben, kann für den eingespeisten Strom eine attraktive Vergütung nach EEG in Anspruch genommen werden und ein wesentlich höherer Anteil der Wärme als bisher durch KWK abgedeckt werden.

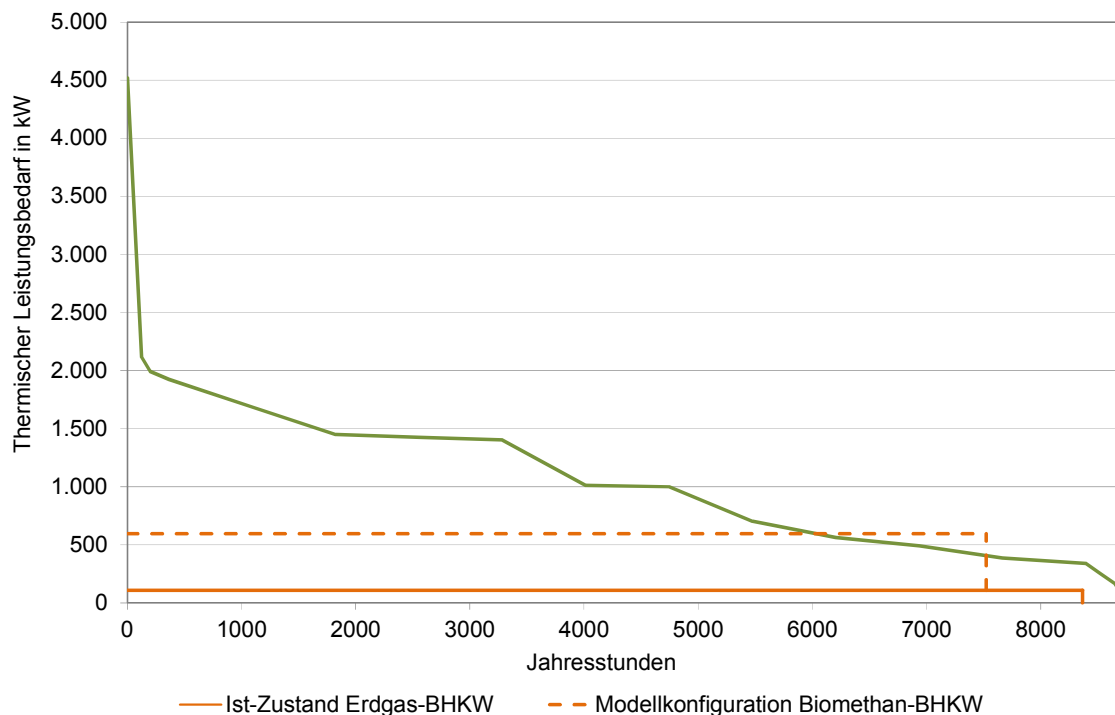


Abbildung 55: Thermische Jahresdauerlinie Modellkonfiguration Biomethan-BHKW

Modellkonfiguration:

Einbau eines zusätzlichen Biomethan-BHKW-Moduls mit 500 kW_{el}, 487 kW_{th}. Dadurch wird der KWK-Anteil an der Wärmebereitstellung deutlich erhöht, wie aus der thermischen Jahresdauerlinie für Ist-Zustand und Modellkonfiguration (Abbildung 55) ersichtlich wird.

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die Bestandsanlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch Kapitalkosten für eine Generalüberholung berücksichtigt.
- Die bestehende Anlage wird im Ist-Zustand und in der Modellkonfiguration mit 100 % Stromeigennutzung gerechnet, das Biomethan-BHKW in der Modellkonfiguration mit 100 % Stromeinspeisung.
- Für die bestehende Anlage wird die Energiesteuerrückerstattung für das eingesetzte Erdgas, aber kein Zuschlag nach KWKG berücksichtigt.
- Für das Biomethan-BHKW wird die Vergütung nach EEG 2012 angesetzt. Dabei wird ein Biomethankontingent mit Bonus für Gasaufbereitung m³/h und 100 % Substrat der Einsatzstoffklasse I für einen Preis von 1,00 €/m³ netto (exkl. Ener-

giesteuer) angenommen. Die Vergütung nach EEG 2012 kann sich je nach eingesetztem Gaskontingent ändern, dies wurde in der Sensitivitätsanalyse zusätzlich berücksichtigt.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde davon ausgegangen, dass das Biomethan-BHKW zusätzlich zum bestehenden Modul installiert und nach EEG 2012 vergütet wird. Die bestehende Anlage wurde als vollständig abgeschrieben betrachtet, Investitionskosten wurden nur für das neue Modul angesetzt. Die Wärmegestehungskosten wurden auf die Gesamtanlage aus bestehendem Erdgas-BHKW, neuem Biomethan-BHKW und Heizkessel bezogen. Die Investition in ein Biomethan-BHKW ist demnach vorteilhaft wenn die Wärmegestehungskosten im Mittel unter denen der vollständig abgeschriebenen Bestandsanlage ohne Biomethan-BHKW liegen. Tabelle 14 und Tabelle 15 geben einen Überblick über die Ergebnisse der Berechnungen.

Aufgrund des hohen Anteils KWK-Wärme aus erneuerbaren Energien ist die Modellkonfiguration mit zusätzlichem Biomethan-BHKW v. a. bzgl. der CO₂-Bilanz vorteilhaft. Wirtschaftlich lässt sich ebenfalls ein Vorteil erzielen, der jedoch stark von den Kosten und der erzielbaren Einspeisevergütung für das jeweilige Biomethankontingent abhängt, wie die Sensitivitätsanalysen (Abbildung 56, Abbildung 57) zeigen. Bereits bei geringfügig niedrigeren EEG-Vergütungen oder höheren Brennstoffpreisen übersteigen die spezifischen Wärmegestehungskosten der Modellkonfiguration die des Ist-Zustandes. Im Unterschied zu bisher sind mit Einführung des EEG 2012 durchaus größere Schwankungen der Einspeisevergütung möglich, je nachdem welche Einsatzstoffe in welchem Verhältnis für die Biomethanproduktion verwendet werden.

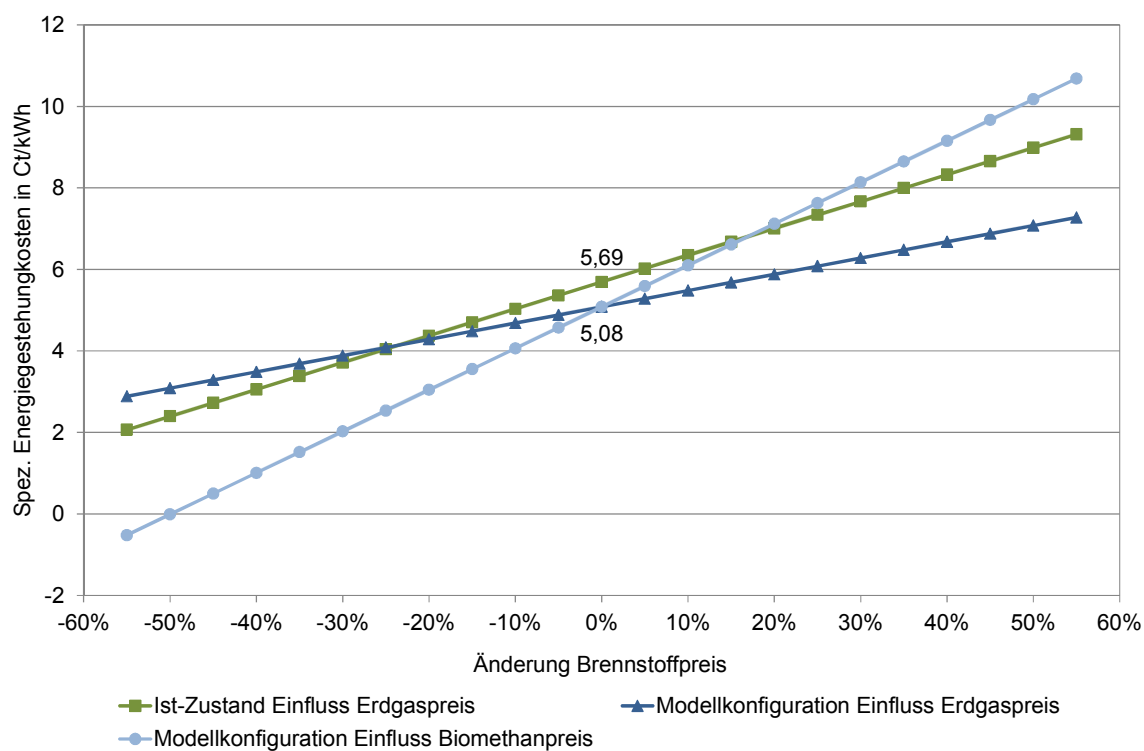
Da bei der Modellkonfiguration ein erheblicher Teil der Wärme aus Biomethan bereitgestellt wird, nimmt der Einfluss des Erdgaspreises auf die Wärmekosten ab, das Preisrisiko wird also auf zwei Brennstoffe verteilt. Die Stromgutschrift für selbst genutzten Strom hat, anders als die EEG-Vergütung beim Biomethan-BHKW, aufgrund der geringen Leistung des Erdgas-BHKWs nur geringen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

Tabelle 14: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Biomethan-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Zusätzl. Biomethan-BHKW
Elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	1.231	1.231
Thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	9.038	9.038
Elektrische Leistung Erdgas-BHKW	kW	68	68
Thermische Leistung Erdgas-BHKW	kW	109	109
Feuerungswärmeleistung Erdgas-BHKW	kW	220	220
Elektrischer Nutzungsgrad Erdgas-BHKW	%	31,2	31,0
Thermischer Nutzungsgrad Erdgas-BHKW	%	50,0	49,7
Gesamtnutzungsgrad Erdgas-BHKW	%	81,2	80,6
Arbeitsbezogene Stromkennzahl Erdgas-BHKW	-	0,62	0,62
Vollbenutzungsstunden thermisch Erdgas-BHKW	h/a	8.366	8.322
Elektrische Leistung Biomethan-BHKW	kW	-	500
Thermische Leistung Biomethan-BHKW	kW	-	487
Feuerungswärmeleistung Biomethan-BHKW	kW	-	1.246
Elektrischer Nutzungsgrad Biomethan-BHKW	%	-	39,1
Thermischer Nutzungsgrad Biomethan-BHKW	%	-	37,6
Gesamtnutzungsgrad Biomethan-BHKW	%	-	76,7
Arbeitsbezogene Stromkennzahl Biome- than-BHKW	-	-	1,04
Vollbenutzungsstunden thermisch Biome- than-BHKW	h/a	-	7.419
Elektrische Energie BHKWs	MWh/a	569	4.327
Thermische Energie BHKWs	MWh/a	912	4.520
Brennstoffeinsatz BHKWs	MWh/a	1.837	11.440
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	9.473	5.020
Deckung Wärmebedarf durch BHKWs	%	10,1	50,0
Deckung Strombedarf durch BHKWs	%	46,2	46,2
Primärenergieeinsparung durch KWK ab- solut	MWh/a	423	2.481
Primärenergieeinsparung durch KWK pro- zentual	%	18,7	17,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	448	250
	g/kWh _{th}	227	142

Tabelle 15: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Biomethan-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Zusätzl. Biomethan-BHKW
Investitionskosten	€	-	459.448
Kosten Generalüberholung BHKWs	€	18.240	90.064
Kapitalkosten	€/a	2.249	52.577
Brennstoffkosten	€/a	595.443	1.281.308
Wartung + Instandhaltung BHKWs	€/a	7.657	43.393
Stromgutschrift f. Eigennutzung	€/a	79.648	79.225
Energiesteuerrückerstattung	€/a	11.212	11.153
Einspeisevergütung EEG	€/a	-	827.452
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	514.489	459.448
Spez. Wärmegestiegungskosten	Ct/kWh	5,69	5,08
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	55.040
Amortisation statisch	a	-	4,3

**Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Biomethan-BHKW**

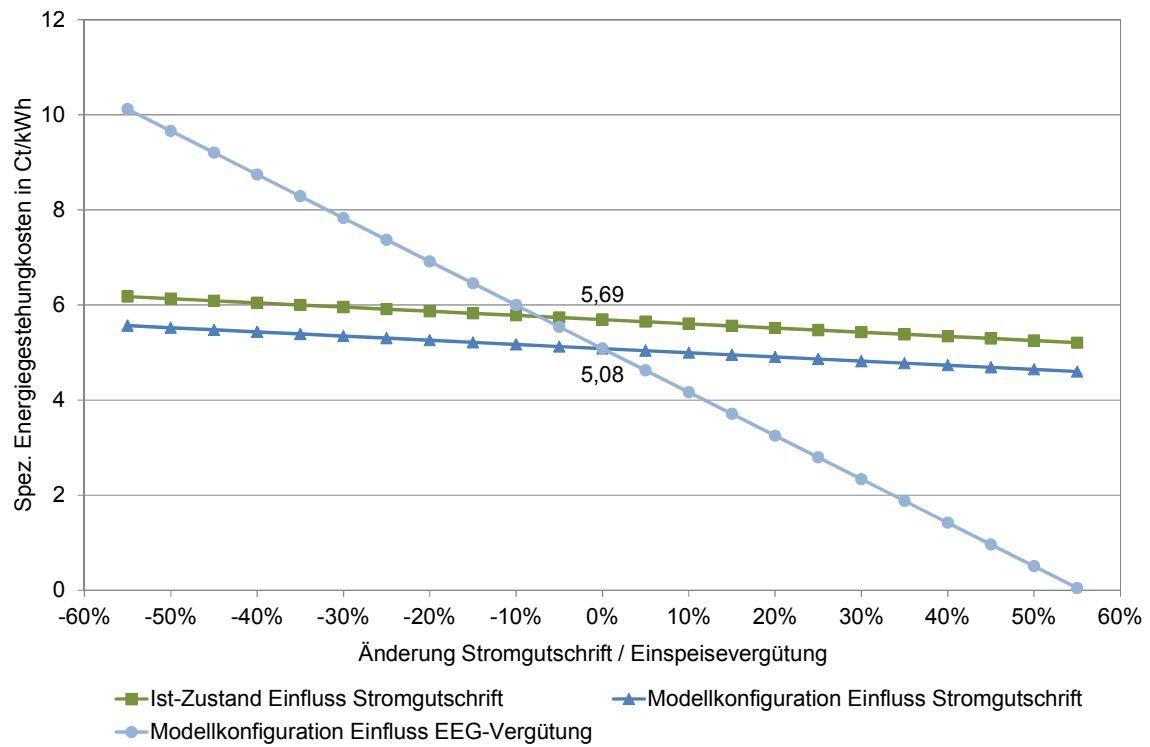


Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse Stromgutschrift Modellkonfiguration Biomethan-BHKW

7.4 Biogas-Satelliten-BHKW, Anlage 7

Die mikrobielle Umwandlung von Biomasse in Methan ist eine der vielseitigsten und wirtschaftlich interessantesten Technologien zur Biomassekonversion und erreicht insbesondere in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung eine hohe Effizienz. Im vielen Fällen wird jedoch das KWK-Potential von Biogasanlagen nur unzureichend genutzt, da an den Anlagenstandorten potentielle Wärmeabnehmer fehlen. Umgekehrt sind Anlagenstandorte in der Nähe von Wärmeabnehmern, wie z. B. Wohnsiedlungen, aus Gründen der Logistik, Lärm- und Geruchsbelästigung problematisch. Einen Lösungsansatz hierfür stellen sogenannte Satelliten-BHKWs dar, die vor Ort bei den Wärmeabnehmern errichtet werden und über eine Biogasleitung von der eigentlichen Biogasanlage mit Gas versorgt werden. Dabei handelt es sich nicht um eine Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz, sondern es wird in einer eigens dafür errichteten Leitung Biogas von den Fermentern zum BHKW transportiert.

Die rechtliche Einordnung von Satelliten-BHKWs bezüglich der Vergütungsregelungen ist relativ komplex und juristisch nicht restlos geklärt. In der Regel wird bis einschließlich EEG 2009 ein Satelliten-BHKW zur Ermittlung des Vergütungsanspruchs als eigenständige Anlage gewertet sofern ein ausreichender räumlicher Abstand von 500 Meter zur Bestandsanlage gegeben ist und ein sinnvolles Wärmekonzept umgesetzt wird [Loibl 2001/1]. Die Vergütung wird dabei nicht mit der Bestandsanlage zusammengerechnet, d. h. beide Anlagen erhalten jeweils eine eigene Vergütung entsprechend ihrer Leistung. Für ein Biogas-BHKW mit 250 kW_{el} und 100 kW_{el} Satelliten würde die Vergütung daher der zweier eigenständiger Anlagen mit 250 kW_{el} und 100 kW_{el} entsprechen. Ab EEG 2012 wird das Satelliten-BHKW bezüglich der Vergütung mit der bestehenden Anlage zusammengerechnet. Für ein Biogas-BHKW mit 250 kW_{el} und einem Satelliten mit 100 kW_{el} würde die Vergütung dann dem eines BHKWs mit 350 kW_{el} entsprechen [Loibl 2011/2].

Als Fallbeispiel für ein Satelliten-BHKW wird Anlage Nummer 7 betrachtet (vgl. Kapitel 5.6). Die Biogasanlage wurde 2007 erstmals in Betrieb genommen und versorgte bereits in der ersten Ausbaustufe über eine Leitung eine große Liegenschaft mit Wärme. 2010 wurde die Anlage um ein Satelliten-BHKW in ca. 1 km Entfernung von der Bestandsanlage erweitert, von dem aus über ein Wärmenetz sowohl der bisherige als auch neue Abnehmer erschlossen wurden. Die bestehende Wärme wurde auf die Hauptverteilung im neuen Heizhaus aufgeschlossen, sodass die Bestand-BHKWs ebenfalls in das Wärmenetz einspeisen können. Die Gasleitung von den Fermentern zum Satelliten-BHKW wurde als Niederdruckleitung parallel zur Wärmetrasse geführt. Als Referenz für die energeti-

sche und wirtschaftliche Betrachtung dient die alte Bestandsanlage mit zwei BHKW-Modulen, die direkt der Biogasanlage angegliedert ist. Als Modellkonfiguration wird im Vergleich dazu das Satelliten-BHKW betrachtet.

Modellkonfiguration:

Betrachtung eines Satelliten-BHKWs mit 25 %, 50 % und 75 % KWK-Stromerzeugung im Vergleich mit der Bestandsanlage. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden sowohl beim Bestands-BHKW als auch beim Satelliten-BHKW Investitionskosten berücksichtigt, u. a. für BHKW-Module, Heizhaus, Wärme- und Gasleitungen. Die Kosten für die Gasbereitstellung wurden als spezifische Methankosten mit 65 €/MWh angesetzt⁹. Die Einspeisevergütung richtet sich nach dem EEG 2009, für das Satelliten-BHKW wurde dabei die Degression für Inbetriebnahme 2010 berücksichtigt. Aufgrund des hohen Anteils baulicher Investitionen (Heizhaus, Fernwärmeleitung) wurden im Gegensatz zu der üblichen Vorgehensweise zwei unterschiedliche Abschreibungszeiträume gewählt. Mit dem BHKW-Modul zusammenhängende Kosten wurden auf 10 Jahre abgeschrieben, Fernwärme- und Gasleitungen sowie Gebäude auf 20 Jahre. Die Wärmenutzung ist trotz der zusätzlich erschlossenen Abnehmer bisher nicht ausgereizt und sowohl bei der Bestandsanlage als auch beim Satelliten-BHKW muss die nicht genutzte Abwärme über Freikühler abgeführt werden. Für das Satelliten-BHKW wurden daher drei Fälle mit 25 %, 50 % und 75 % KWK-Anteil an der Stromerzeugung berechnet. Für die energetische Betrachtung wird der gesamte Nutzwärmeabsatz anteilig auf Bestandsanlage und Satelliten-BHKW aufgeteilt. Den bestehenden BHKWs wird dabei der bisherige jährliche Nutzwärmeabsatz zugeteilt und dem Satelliten-BHKW der durch die weiteren Abnehmer neu hinzugekommene Anteil.

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Für die Biogasanlage wurden zunächst die spezifischen Methangestehungskosten ermittelt, der Betrachtungszeitraum hierfür wurde mit 20 Jahren angesetzt. Für die Berechnung wurden Invest-, Substrat-, Wartungs- und sonstige Kosten betrachtet, die Ermittlung des Substratbedarfs erfolgte aus dem bekannten Substratmix über Standardwerte für den spezifischen Methanertrag¹⁰. Die spezifischen Methangestehungskosten wurden mit 65 €/MWh angesetzt.

⁹ Die spezifischen Methankosten ergeben sich aus den Vollkosten der Biogaserzeugung bezogen auf den Energiegehalt des erzeugten Gases

¹⁰ Quelle für Kostenansätze und spezifischen Methanertrag: FNR (Hrsg.): Leitfaden Biogas, 5. Aufl., Gülzow 2010

- Personal- und Bedienungskosten wurden weder für die Biogasanlage noch für das BHKW betrachtet.
- Die Betrachtung der BHKWs wurde abgekoppelt von der Biogasanlage durchgeführt, die hier lediglich als Gaslieferant betrachtet wurde. Als Input für die Berechnung dienen die spezifischen Methangestehungskosten, die hier als Brennstoffpreis angesetzt wurden. Der Rechenweg entspricht damit dem für Erdgas- oder Biomethan-BHKWs. Der Betrachtungszeitraum für die BHKW-Anlage beträgt 10 Jahre.
- Im Gegensatz zur Standard-Vorgehensweise wurde die Bestandsanlage nicht als vollständig abgeschrieben angesehen, sondern es wurden zur besseren Vergleichbarkeit auch hier Kapitalkosten angesetzt. Sowohl bei den Bestands-BHKW als auch beim Satelliten-BHKW sind dabei die Kosten für die zugehörigen Nahwärme- und Gasleitungen sowie Technikgebäude enthalten. Vereinfachend wurde dabei für in beiden Fällen ein Abschreibungszeitraum von 10 Jahren gewählt, ohne für Wärme- und Gasleitungen einen Restwert zu berücksichtigen.
- Das Satelliten-BHKW wurde nach bestehender Rechtslage EEG 2009 für die Berechnung der Einspeisevergütung als eigenständige Anlage betrachtet. Die Einspeisevergütung wurde im Betrachtungszeitraum jeweils als konstant angenommen.
- Es wurde vereinfachend angenommen, dass die Energieumsätze (Strom, Wärme) der Bestandsanlage unverändert bleiben und das Satelliten-BHKW lediglich neu hinzugekommene Wärmeabnehmer versorgt.
- Für das Satelliten-BHKW wurde jeweils ein kontinuierlicher Dauerbetrieb mit einer Verfügbarkeit von 95 % angenommen.
- Die spezifischen Wärmegestehungskosten beziehen sich im Ist-Zustand auf die beiden Bestands-BHKWs, und bei der Modellkonfiguration auf das Satelliten-BHKW. Um den Einfluss des Wärmenutzungskonzepts herauszuarbeiten wurden für das Satelliten-BHKW 3 Szenarien mit 25 %, 50 % und 75 % Wärmenutzung betrachtet.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Tabelle 16, Tabelle 17 und Abbildung 58 zeigen das Ergebnis der energetischen und wirtschaftlichen Betrachtung und die Sensitivitätsanalyse.

Mit steigendem KWK-Anteil sinken aufgrund der zusätzlichen Einnahmen durch den KWK-Bonus die Wärmegestehungskosten, ab einem KWK-Stromanteil von 50 % ergeben sich für das Satelliten-BHKW ähnliche Wärmekosten wie für die Bestandsanlage. Je höher der KWK-Stromanteil, umso höher ist die mittlere Einspeisevergütung und umso günstiger kann die Wärme angeboten werden, bzw. umso höher fällt die Marge aus dem Wärmeverkauf aus. Die Wärmegestehungskosten sind in hohem Maße von den spezifischen Methankosten abhängig, und damit letztlich von den Substratkosten und der Betriebsweise der Biogasanlage. Dies ist insbesondere für Satelliten-BHKWs mit geringer Nutzwärmeauskopplung problematisch, die bei steigenden Gaskosten schnell unwirtschaftlich werden können. Ein durchdachtes und tragfähiges Wärmenutzungskonzept ist daher entscheidend für den Erfolg eines Satelliten-BHKWs und nicht zuletzt deshalb Voraussetzung für den Anspruch auf Vergütung. Ohne Wärmeverkauf wäre im vorliegenden Fall sowohl im Ist-Zustand als auch in der Modellkonfiguration die Biogasanlage nicht wirtschaftlich zu betreiben. Dabei ist jedoch zu beachten, dass vergleichsweise hohe spezifische Methangestehungskosten angesetzt wurden und der Invest für das Wärmenetz in den Kapitalkosten berücksichtigt wurde. Dennoch gilt, dass eine Biogasanlage ohne jegliche Wärmenutzung auch in der Praxis in den meisten Fällen nur schwer wirtschaftlich zu betreiben sein dürfte. Dies gilt insbesondere für Anlage nach dem EEG 2012, für die eine KWK-Stromerzeugung von mindestens 60 % gefordert wird. Hiervon ausgenommen sind Biogasanlagen mit Stromdirektvermarktung oder Einspeisung ins Erdgasnetz, die ihre Einnahmen hauptsächlich über den Gasverkauf und nicht über die Einspeisevergütung nach EEG erzielen.

Ein höherer KWK-Stromanteil wirkt sich auch positiv auf die Primärenergieeinsparung und die spezifischen CO₂-Emissionen aus, wie die Berechnungsergebnisse (Tabelle 16) zeigen. Allgemein betrachtet bietet sich die Konfiguration Biogasanlage mit Satelliten-BHKW besonders für folgende Anwendungsfälle an:

- Die Biogasanlage befindet in räumlicher Entfernung von den Wärmeabnehmern. Durch die Wärmeerzeugung in unmittelbarer Nähe der Verbraucher können neue Wärmeabnehmer erschlossen werden und die Wärmeverluste sowie der Pumpstrombedarf werden verringert.
- Biogasanlagen nach EEG 2009 bei denen das Gaserzeugungspotential noch nicht voll ausgeschöpft ist. Hier wird das Satelliten-BHKW als eigenständige Anlage

gewertet und erzielt eine höhere Vergütung als ein vergleichbares zusätzliches BHKW am ursprünglichen Standort. Diese Option entfällt nach dem EEG 2012, da hier das Satelliten-BHKW Erweiterung der Bestandsanlage angesehen wird.

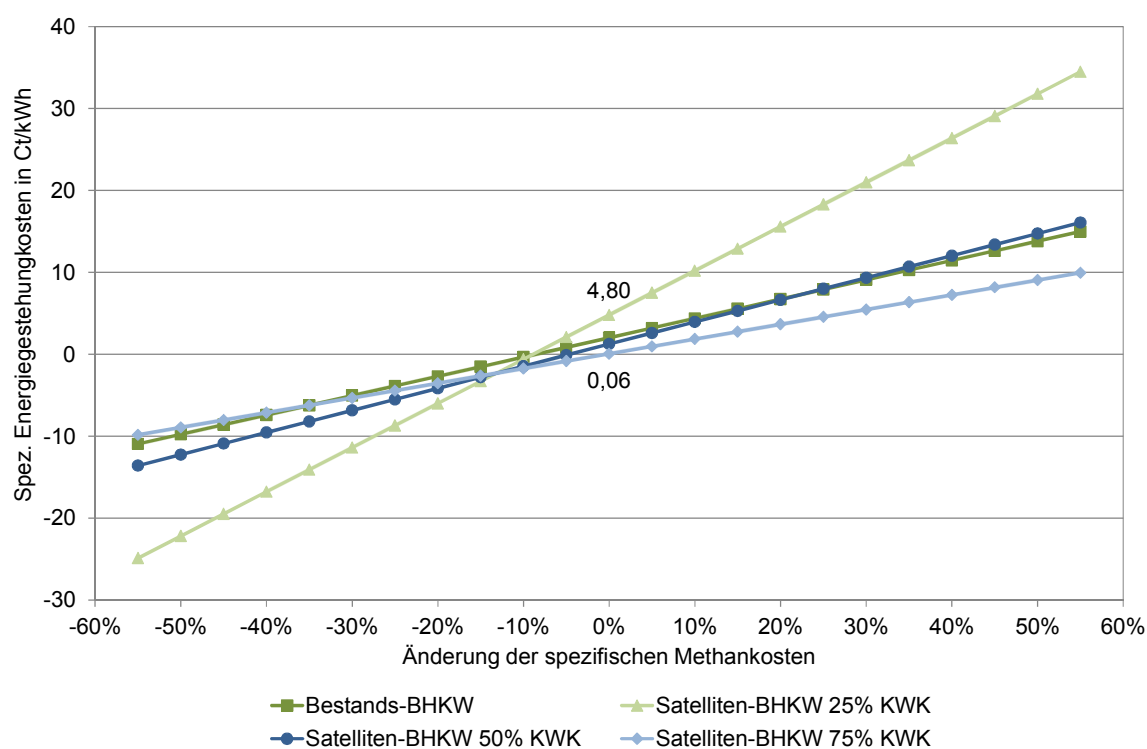
- Biogasanlagen die aufgrund von Standortbeschränkungen (Platzbedarf, Emissionen) entfernt von den Wärmeverbrauchern errichtet werden müssen.

Tabelle 16: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Satelliten-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Satelliten-BHKW		
			25 % KWK	50 % KWK	75 % KWK
Elektrische Leistung BHKW	kW	2 x 335	330	330	330
Thermische Leistung BHKW	kW	2 x 455	425	425	425
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	2 x 909	859	859	859
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	36,9	38,4	38,4	38,4
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	50,1	49,5	49,5	49,5
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	86,9	87,9	87,9	87,9
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,74	0,78	0,78	0,78
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	5.447	2.746	2.746	2.746
Thermische Energie BHKW	MWh/a	4.060	880	1.761	2.641
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	14.721	7.340	7.340	7.340
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	37,0	37,4	37,4	37,4
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	27,6	12,8	24,1	36,1
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	64,6	50,2	61,5	73,6
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	1,34	2,9	1,6	1,0
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	8,129	8.322	8,322	8,322
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	4.462	2.209	4.161	6.242
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	4.902	887	2.145	3.402
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	25,0	10,8	22,6	31,7
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	212	252	219	193
	g/kWh _{th}	119	142	123	109

Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Satelliten-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Satelliten-BHKW		
			25 % KWK	50 % KWK	75 % KWK
Investitionskosten	€	1.083.454	897.536	897.536	897.536
Kosten Generalüberholung BHKW	€	117.101	57.910	57.910	57.910
Kapitalkosten	€/a	133.580	110.658	110.658	110.658
Brennstoffkosten Biogas	€/a	956.835	477.077	477.077	477.077
Wartungskosten BHKW	€/a	57.671	29.288	29.288	29.288
Mittl. Einspeisevergütung	Ct/kWh	19,99	21,34	22,08	22,83
Einspeisevergütung BHKW	€/a	1.088.758	586.086	606.477	626.868
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	82.204	42.472	22.081	1.690
Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	2,02	4,80	1,25	0,06

**Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse spezifische Methankosten Modellkonfiguration Satelliten-BHKW**

7.5 Abgasnachverstromung, Anlage 4

Das Abgas der in BHKW-Anlagen eingesetzten Verbrennungsmotoren weist mit Temperaturen von bis zu 600 °C noch einen erheblichen Energieinhalt auf, der nach dem Stand der Technik lediglich mittels Abgaswärmetauschern in nutzbare Wärme gewandelt wird. Da in der Regel jedoch elektrische Energie wirtschaftlich und primärenergetisch wesentlich höher bewertet wird als Wärmeenergie, ist es wünschenswert, die Energie der Abgase ebenfalls zur Stromerzeugung zu nutzen. Dazu existiert eine Reihe denkbarer Verfahren, die in der Praxis teilweise bereits angewendet wird:

- Thermoelektrischer Generator

Der thermoelektrische Generator nutzt die physikalische Tatsache, dass sich in einem Stromkreis aus zwei verschiedenen elektrischen Leitern bei einer Temperaturdifferenz eine sogenannte Thermospannung ausbildet (Seebeck-Effekt). Derzeit werden thermoelektrische Generatoren für die Bordstromerzeugung bei Fahrzeugen entwickelt, für Abgasnachverstromung in Blockheizkraftwerken eignen sie sich jedoch aufgrund der geringen Energieausbeute nur bedingt.

- Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine-Cycle)

Hierbei werden die heißen Abgase in einem Abhitzekessel zur Erzeugung von Wasserdampf genutzt, der dann eine Turbine antreibt. Aufgrund des hohen technologischen Aufwands ist das Verfahren v.a. für sehr große Abwärmeleistungen von Interesse, z. B. bei Kraftwerken oder Schiffsantrieben.

- ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)

Der ORC-Prozess funktioniert im Prinzip wie der klassische Dampfkraftprozess, jedoch wird hier anstatt Wasser ein organisches Arbeitsmedium verwendet, das bereits bei geringen Drücken und Temperaturen verdampft. Der Arbeitsmitteldampf treibt ebenso wie beim Dampfkraftprozess eine Turbine zur Stromerzeugung an. Vorteil des ORC-Verfahrens ist das geringere Gefährdungspotential und der geringere technologische Aufwand, weshalb es sich auch für kleinere und unbeaufsichtigte Anlagen eignet.

- Abgasturbine

Die heißen Abgase können auch direkt – ohne den Umweg über einen Dampfprozess – in einer nachgeschalteten Gasturbine genutzt werden, die einen Hochdrehzahlgenerator antreibt. Der dabei erzeugte hochfrequente Wechselstrom wird über einen Frequenzumrichter auf eine Netzfrequenz von 50 Hz gebracht. Mit den heu-

te aus der Mikrogasturbinen-Technologie verfügbaren Radialturbinen und hochdrehende Generatoren eignet sich dieses Verfahren auch für kleinere Anlagenleistungen und zeichnet sich zudem durch einen einfachen und kostengünstigen Aufbau aus.

Modellkonfiguration:

Für das in Anlage Nummer 4 (vgl. Kapitel 5.3) verbaute Pflanzenöl-BHKW wird vom Hersteller eine Abgasturbine mit ca. 20 kW elektrischer Leistung als Nachrüstlösung angeboten. Durch die Abgasturbine wird der elektrische Wirkungsgrad des Moduls auf etwa 45 % angehoben, im Gegenzug sinkt die thermische Leistung um etwa 20 kW, wodurch die Auslastung des BHKWs im Sommer verbessert werden kann, wie die thermische Jahresdauerlinie für Ist-Zustand und Modellkonfiguration zeigt (Abbildung 60).

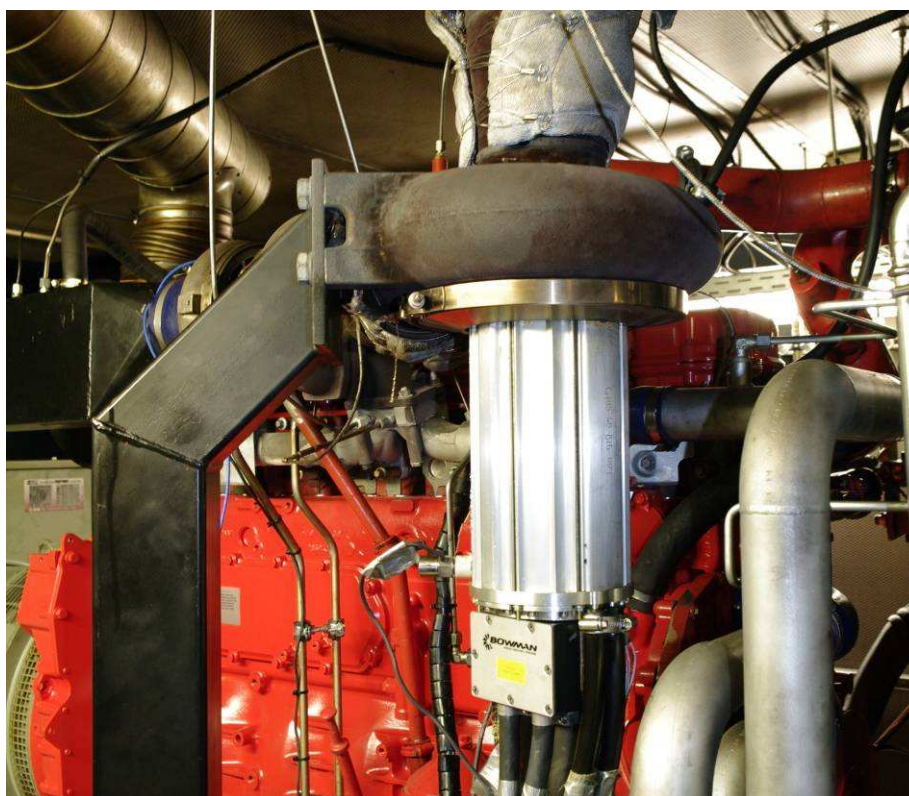


Abbildung 59: Beispiel für eine Abgasturbine an einem Pflanzenöl-BHKW

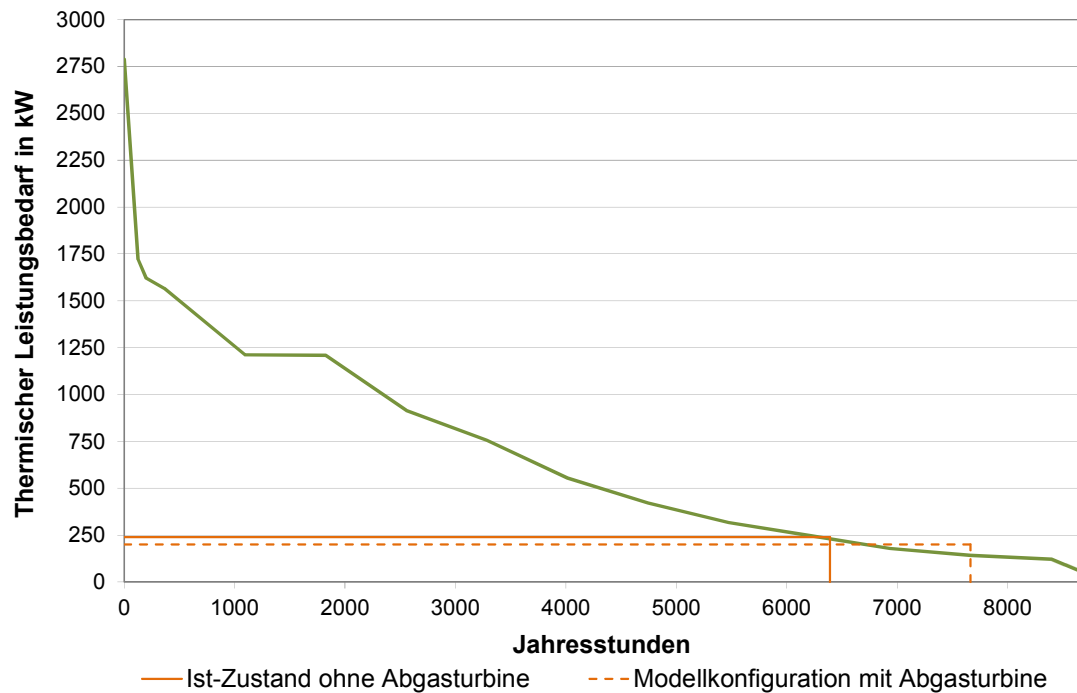


Abbildung 60: Jahresdauerlinie der BHKW Modellkonfiguration Abgasturbine

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Das BHKW wird isoliert betrachtet, die spezifischen Wärmegestehungskosten beziehen sich auf die von BHKW bereitgestellte Wärme.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die Abgasturbine wird als mit dem BHKW verbundene Anlage betrachtet und der Strom nach den gleichen Sätzen gemäß EEG 2009 vergütet, der Bonus für innovative Technologie wird aufgrund der unklaren Rechtslage nicht berücksichtigt.
- Die spez. Wartungskosten bei der Modellkonfiguration werden um 33 % höher angesetzt, um den höheren Wartungsaufwand für die komplexe Technik abzubilden.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Durch die Nachrüstung einer Abgasturbine lassen sich sowohl die Wärmegestehungskosten als auch die CO₂-Emissionsfaktoren des BHKW-Moduls senken, bzw. aufgrund der größeren Stromproduktion höhere Primärenergieeinsparungen gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmebereitstellung erzielen. Die elektrische Gesamtleistung der Anlage bleibt durch die Nachrüstung unverändert, der elektrische Nutzungsgrad steigt jedoch auf knapp 44 % und die Stromkennzahl von 1,1 auf 1,2. Dementsprechend sinkt die thermische Leistung der Anlage etwas, was sich positiv auf die Auslastung auswirkt, da nun das

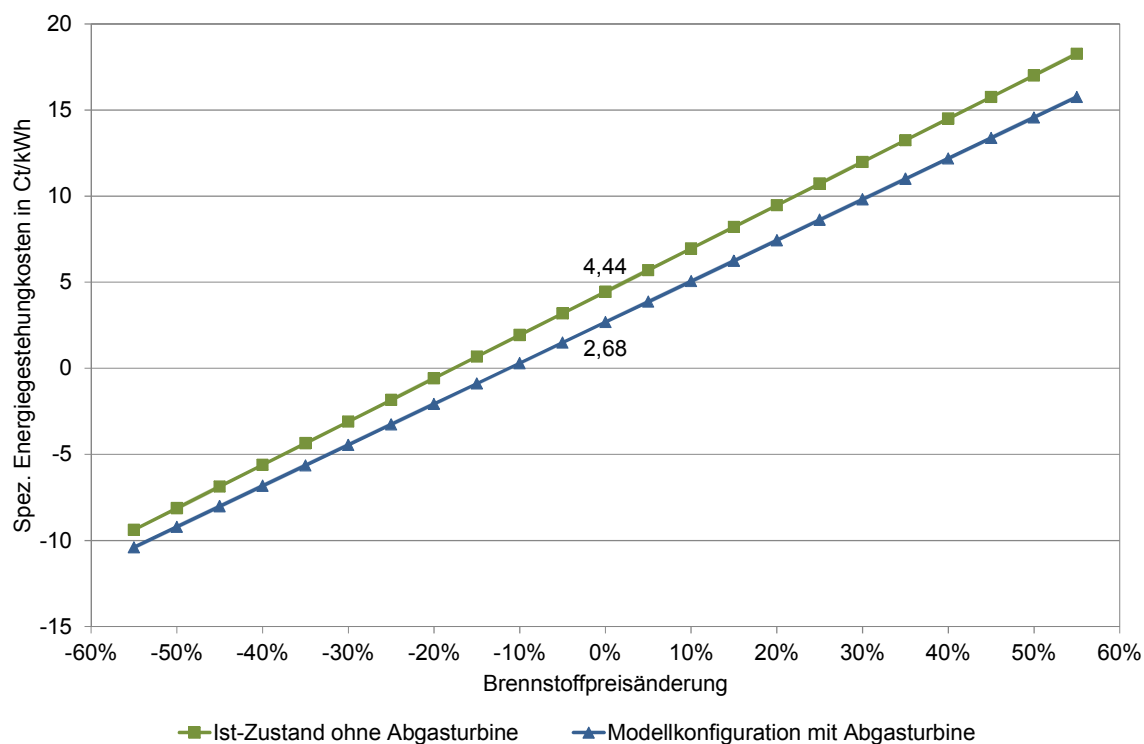
BHKW mehr Vollbenutzungsstunden bei voller Wärmenutzung erreichen kann. Aufgrund der höheren Effizienz der Anlage verbessern sich Primärenergieeinsparung und CO₂-Emissionsfaktoren deutlich. Trotz der hohen Anfangsinvestition stellt sich die Abgasturbine nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich vorteilhaft dar und die spezifischen Wärmegegestehungskosten bleiben in der Sensitivitätsanalyse stets unter denen im Ist-Zustand ohne Abgasturbine. Die statische Amortisationszeit bewegt sich mit etwa 2 Jahren in einem vertretbaren Rahmen. Die Ergebnisse für die Modellkonfiguration sind in Tabelle 18, Tabelle 19 und Abbildung 61 dargestellt.

Tabelle 18: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Abgasnachverstromung

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Abgasturbine
Wärmebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	5.578	5.578
Elektrische Leistung BHKW	kW	240	240
Thermische Leistung BHKW	kW	240	200
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	585	533
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	41,0	45,0
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	41,0	37,5
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	82,1	82,6
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	1,00	1,20
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	1.735	1.874
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.534	1.533
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	4.501	4.256
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	4.494	4.495
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	38,5	44,0
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	34,1	36,0
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	72,6	80,1
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	1,13	1,22
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	7.228	7.807
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	6.931	7.661
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	27,5	27,5
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	1.406	1.988
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	23,8	31,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	374	335
	g/kWh _{th}	174	156

Tabelle 19: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Abgasnachverstromung

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Abgasturbine
Investitionskosten	€	0	90.000
Kosten Generalüberholung BHKW	€	36.000	36.000
Kapitalkosten	€/a	4.438	15.535
Brennstoffkosten	€/a	385.611	364.539
Wartung + Instandhaltung BHKW	€/a	26.021	37.472
Einspeisevergütung BHKW	€/a	347.912	376.462
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	68.158	41.084
Spez. Wärmegestiegungskosten	Ct/kWh	4,44	2,68
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	27.074
Amortisation statisch	a	-	2,1

**Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Abgasturbine**

7.6 Holzgas-BHKW, Anlage 18

Eine interessante Alternative zu Biomasse-Dampfkraftprozessen (Clausius-Rankine- oder Organic-Rankine-Prozess) stellt die Vergasung von Biomasse dar. Während bei den Dampfprozessen die Biomasse lediglich zur Wärmeerzeugung für einen Dampf- oder Thermoölkessel verfeuert wird, wird sie bei der Vergasung thermochemisch in ein energiereiches Synthesegas aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Methan und Inertgasen umgewandelt, das zum Antrieb von Verbrennungsmotoren genutzt werden kann. Vorteile dieses Verfahrens sind die gute Skalierbarkeit auch für kleinere Leistungsbereiche und die im Vergleich zu Dampfkraftprozessen hohen Wirkungsgrade. Nachteile sind die komplexe thermochemische Prozessführung und die hohen Anforderungen an die Brennstoffqualität. Bis zum EEG 2009 wurde die thermochemische Vergasung als besonders innovatives Verfahren mit einem Bonus von 2 Ct/kWh eingespeistem Strom gefördert. Ab dem EEG 2012 entfällt dieser Zusatzbonus allerdings. Da es sich beim Synthesegas um ein Schwachgas mit schwankender Zusammensetzung handelt, empfiehlt es sich, Zündstrahlmotoren einzusetzen, bei denen durch Einspritzung einer geringen Menge Flüssigkraftstoff, das sogenannte Zündöl, das Gas gezündet und die Verbrennung stabilisiert wird. Um Anspruch auf Vergütung nach EEG für Stromerzeugung aus Biomasse zu haben, muss es sich bei den Zündöl um einen biogenen Kraftstoff handeln, wie z. B. Biodiesel oder Pflanzenöl.



Abbildung 62: Holzvergasungsanlage zur Gaserzeugung für ein BHKW mit 180 kW_{el} [Bildnachweis: Burkhardt GmbH]

Die Umstellung auf Biomassevergasung eignet sich besonders für Betriebe der Holzindustrie, Forst-, Garten- oder Landwirtschaft, die bereits Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke einsetzen, die aufgrund der in den letzten Jahren stark gestiegenen Brennstoffpreise wirtschaftlich zunehmend uninteressant werden. Bei diesen Anlagen können u. U. Teile der bestehenden Infrastruktur sowie nach Möglichkeit die Einspeisevergütung nach EEG 2009 (Anspruch auf Technologiebonus) übernommen werden. Dies ist z. B. bei Anlage Nummer 18 im Projekt der Fall, einer Pflanzenöl-BHKW-Anlage mit 2 Modulen und insgesamt 340 kW_{th}, die Prozesswärme für die Holzindustrie bereitstellt und im Untersuchungszeitraum mit 3.750 Vollbenutzungsstunden nur schlecht ausgelastet war (vgl. Kapitel 5.17).

Modellkonfiguration:

Beispielhaft wird davon ausgegangen, dass die Bestandsanlage durch eine Holzvergaseranlage mit 180 kW elektrischer und 220 kW thermischer Leistung ersetzt wird, welche die gleiche Wärmemenge bereitstellt. Die Anlage soll mit Holzpellets aus nachwachsenden Rohstoffen gemäß Positivliste EEG betrieben werden, es wird sowohl eine Umstellung nach EEG 2009 (Inbetriebnahme 2011), als auch nach EEG 2012 betrachtet.

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die bestehende Anlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch zum Vergleich mit der Modellkonfiguration Kapitalkosten für eine Generalüberholung im 10jährigen Betrachtungszeitraum angesetzt.
- Für die Holzvergaseranlage werden Investitionskosten von 450.000 € angesetzt, zusätzlich werden Kapitalkosten für eine Generalüberholung des BHKWs berücksichtigt.
- Für die Modellkonfiguration wird im Rahmen zweier Szenarien sowohl die Vergütung nach EEG 2009, Inbetriebnahmejahr 2011, als auch die Vergütung nach EEG 2012 betrachtet. Bei der Vergütung nach EEG 2012 wird dabei durchgängig von Holzpellets gemäß Einsatzstoffklasse I ausgegangen.
- Da die bestehende Anlage mit zwei Modulen für den derzeitigen Wärmeabsatz überdimensioniert ist, wird für die Modellkonfiguration davon ausgegangen, dass lediglich 1 Holzgas-BHKW-Modul installiert wird, das die gleiche Wärmemenge bereitstellt wie die bestehende Pflanzenöl-BHKW-Anlage.

Bewertung der Modellkonfiguration

Die Ergebnisse der energetischen und wirtschaftlichen Berechnungen sind in Tabelle 20 und Tabelle 21 dargestellt. Die Modellkonfiguration weist eine deutliche höhere Primärenergieeinsparung auf als die Bestandsanlage, was größtenteils auf das für Holzbrennstoffe weniger anspruchsvolle Referenzsystem nach Richtlinie 2004/8/EG zurückzuführen ist. Die CO₂-Emissionsfaktoren für Strom und Wärme sind aufgrund des günstigen CO₂-Äquivalents für den Brennstoff Holzpellets ebenfalls wesentlich geringer als im Ist-Zustand.

Aufgrund der geringeren Brennstoffpreise ergeben sich trotz der hohen Kapital- und Wartungskosten und der niedrigeren eingespeisten Strommenge sowohl nach dem EEG 2009 als auch nach EEG 2012 für die Holzvergaseranlage geringere Wärmegestehungskosten, wenn auch im Fall der Vergütung nach EEG 2012 nur knapp. Aus ökonomischer Sicht macht die Umstellung auf den Brennstoff Holzpellets also vor allem dann Sinn, wenn die Vergütungsregelungen nach EEG 2011 in Anspruch genommen werden können. Ggf. kann auch die Einspeisevergütung nach EEG 2012 durch Wahl eines anderen Brennstoffs mit höherer Einsatzstoffvergütungsklasse (z. B. Landschaftspflegematerial) optimiert werden, was jedoch aufgrund des problematischen Vergasungsverhaltes solcher Brennstoffe nicht näher untersucht wurde. In Anbetracht des wesentlich geringeren Einflusses von Brennstoffpreissteigerungen auf die Wärmekosten (Abbildung 63) und der über 20 Jahre garantierten Einspeisevergütung kann die Investition in eine Holzvergaseranlage eine Überlegung wert sein.

Einschränkend muss erwähnt werden, dass Holzvergaseranlagen zwar mittlerweile Marktreife erlangt haben, jedoch einen vergleichsweise hohen Bedienungs- und Wartungsaufwand erfordern. Deshalb sind diese Systeme eher für industrielle oder landwirtschaftliche Betreiber geeignet, die ohnehin über entsprechendes Bedienpersonal verfügen, als für öffentliche Liegenschaften, für die oftmals geringer Wartungsaufwand und problemloser Betrieb im Vordergrund stehen.

Zu beachten ist bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, dass zur besseren Vergleichbarkeit unterstellt wurde, dass bei der Modellkonfiguration die gleiche Wärmemenge bereitgestellt wird wie im Ist-Zustand, sodass die Holzvergaseranlage lediglich eine Auslastung von knapp 5.800 Vollbenutzungsstunden erreicht. In der Regel wird man jedoch versuchen die Anlage möglichst kontinuierlich mit hoher Auslastung zu betreiben, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken würde.

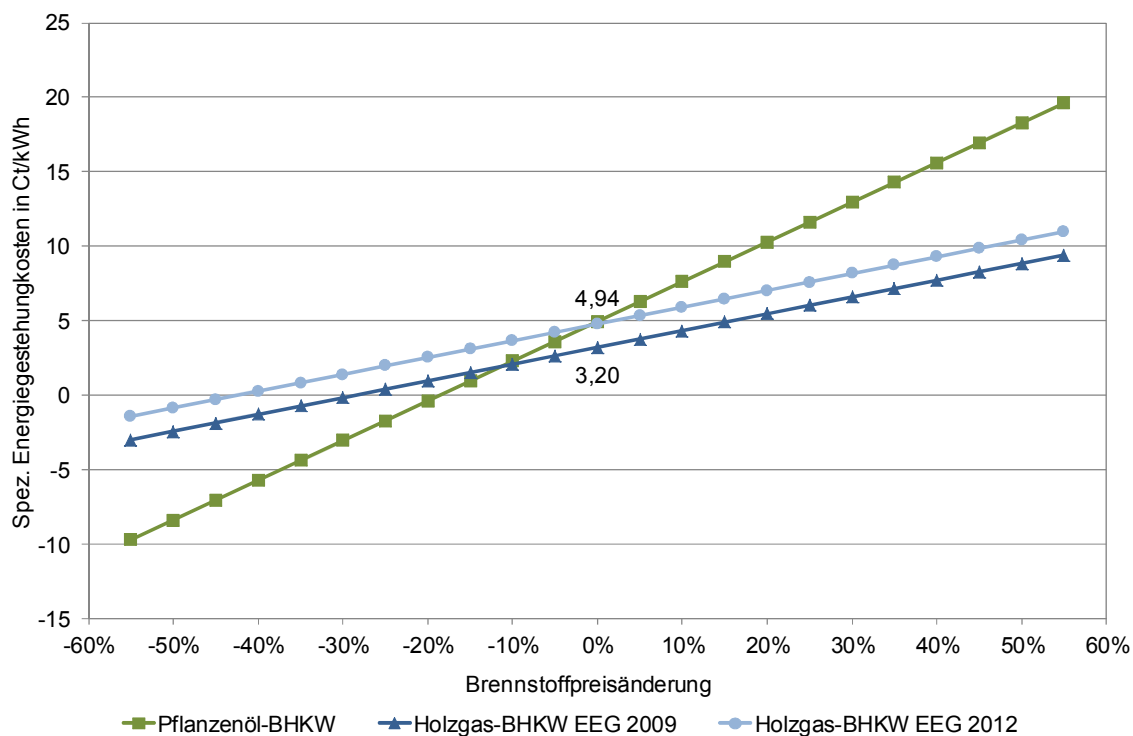


Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreis Modellkonfiguration Holzgas-BHKW

Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Holzgas-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Holzgas-BHKW	
			EEG 2009	EEG 2012
Investitionskosten Wärme- erzeugung	€	0	450.000	450.000
Kosten Generalüberholung	€	60.000	60.000	60.000
Kapitalkosten Wärme- erzeugung	€/a	7.397	62.878	62.878
Brennstoffkosten Wärme- erzeugung	€/a	338.983	163.861	163.861
Wartung + Instandhaltung Wärmeerzeuger	€/a	22.557	45.000	45.000
Mittl. Einspeisevergütung EEG	Ct/kWh	20,36	22,22	20,30
Einspeisevergütung BHKW	€/a	306.106	231.054	211.100
Jahreskosten Wärme- erzeugung	€/a	62.831	40.685	60.639
Spez. Wärme- gestehungskosten	Ct/kWh	4,94	3,20	4,77
Kosteneinsparung ggb. Ist- Zustand	€/a	-	22.147	2.192
Amortisation statisch	a	-	5,3	6,9

Tabelle 21: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Holzgas-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Holzgas-BHKW	
			EEG 2009	EEG 2012
Elektrische Leistung BHKW	kW	2 x 200	180	180
Thermische Leistung BHKW	kW	2 x 170	220	220
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	2 x 475	575	575
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	42,1	31,3	31,3
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	35,8	38,3	38,3
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	77,9	69,6	69,6
Leistungsbez. Stromkennzahl	-	1,18	0,82	0,82
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	1.504	1.040	1.040
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.271	1.271	1.271
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	3.957	3.423	3.423
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	38,0	32,6	32,6
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	32,1	39,8	39,8
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	70,1	72,4	72,4
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	1,18	0,82	0,82
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	3.759	5.777	5.777
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	3.738	5.777	5.777
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	1.100	1.632	1.632
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	21,8	33,8	33,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	384	82	82
	g/kWh _{th}	179	30	30

7.7 Brennstoffzellen-BHKW, Anlage 8

Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke stellen aufgrund ihrer sehr geringen Emissionen und hohen elektrischen Wirkungsgrade eine interessante Alternative zu herkömmlichen Verbrennungsmotor-Blockheizkraftwerken dar. Die hohen Kosten für diese Technologie haben sie jedoch bisher auf Nischenanwendungen beschränkt und eine breite Markteinführung verhindert. Für BHKW-Anwendungen kommen in erster Linie Mittel- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen in Betracht, wie z. B. die Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC), die Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC) oder die oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC). Bedeutung am Markt haben v.a. die PAFC und die MCFC erlangt. Brennstoffzellen werden im Rahmen des KWKG besonders gefördert und erhalten einen Zuschlag von 5,11 Ct/kWh auf eingespeisten oder selbst genutzten Strom über einen Zeitraum von 10 Jahren. Darüber hinaus können weitere Förderungen in Anspruch genommen werden, z. B. von der Nationalen Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH).

Nach anfänglicher Euphorie haben die hohen Kosten die Erwartungen an die Brennstoffzellentechnologie in letzter Zeit etwas gedämpft. Ende des Jahres 2010 hat einer der Hauptakteure auf dem Markt für stationäre Brennstoffzellen, die Fa. MTU OnSite Energy, Entwicklung und Vertrieb ihrer unter dem Namen HotModule angebotenen MCFC-Brennstoffzelle eingestellt. Davon betroffen ist auch die im Projekt untersuchte Brennstoffzelle, ein HotModule mit 245 kW_{el} und 150 kW_{th} (Anlage Nr. 8, Kapitel 5.7), die nach nur knapp drei Jahren Betriebszeit stillgestellt wurde.

Modellkonfiguration:

Vergleich des Brennstoffzellen-BHKWs mit einem konventionellen BHKW gleicher thermischer Leistung von 150 kW.

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Sowohl für Brennstoffzelle als auch für das Verbrennungsmotor-BHKW wurden Investitionskosten und Kosten für Generalüberholungen berücksichtigt.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Für Brennstoffzelle und Verbrennungsmotor-BHKW wurde jeweils die entsprechende Förderung nach dem KWKG berücksichtigt. Der KWK-Zuschlag für die Brennstoffzelle beträgt 5,11 Ct/kWh für einen Zeitraum von 10 Jahren, sonstige

BHKW erhalten einen Zuschlag von anteilig 5,11 Ct/kWh für die ersten 50 kW und 2,10 Ct/kWh von 50 kW bis 2.000 kW, jeweils über 30.000 Vollbetriebsstunden.

- Vollständige Stromeigennutzung, mit 140 Ct/kWh bewertet.
- Brennstoffzelle sowohl ohne als auch mit Förderung durch die NOW¹¹ betrachtet.
- Die Förderung durch NOW und KWKG wurde gleichmäßig auf den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren umgelegt, um die jährlichen durchschnittlichen Wärmegestellungskosten zu ermitteln.
- NOW-Förderung der Investitionskosten für das Brennstoffzellensystem i.H.v. 48 %.
- NOW-Förderung des Stacktauses nach 3 Jahren i.H.v. 48 %.
- NOW-Förderung der Betriebskosten inkl. Brennstoff für die ersten 3 Jahre i.H.v. 100 %.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Tabelle 22 und Tabelle 23 zeigen die Ergebnisse der Berechnungen. Prinzipbedingt weist das konventionelle BHKW eine wesentlich geringere Stromkennzahl auf und erreicht bei 150 kW thermischer Leistung lediglich eine elektrische Leistung von 100 kW. Die Brennstoffzelle weist einen um mehr als 10 Prozentpunkte höheren elektrischen Nutzungsgrad auf und stellt mehr als doppelt so viel Strom bereit. Trotz der höheren elektrischen Effizienz ergeben sich für die Brennstoffzelle eine geringere prozentuale Primärenergieeinsparung und schlechtere CO₂-Emissionsfaktoren als für das konventionelle Verbrennungsmotor-BHKW. Dies ist auf den schlechteren Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle zurückzuführen, der sich v. a. aufgrund des hohen harmonisierten Referenzwirkungsgrad von 90 % für die Wärmeerzeugung ungünstig auswirkt. Die Luftschadstoffemissionen (Stickstoffoxide, Kohlenmonoxid,...) wurden im Rahmen dieser Studie nicht bilanziert, hier wäre die Brennstoffzelle klar im Vorteil.

Abbildung 64 und Abbildung 65 zeigen die Sensitivitätsanalyse für Änderungen des Gas- und Strompreises. Trotz des vergleichsweise hohen KWK-Zuschlags und der hohen elektrischen Nutzungsgrade ist die Brennstoffzelle ohne weitere Förderung gegenüber einem konventionellen Erdgas-BHKW wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig. Dies ist in erster Linie auf die hohen Investitionskosten und laufende Wartungs- und Instandhaltungskosten (Stacktausch) zurückzuführen. Mit Förderung durch die NOW erreicht die Brennstoffzelle jedoch schon bei geringfügig niedrigeren Gaspreisen oder geringfügig höherer

¹¹ Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Stromgutschrift ähnlich niedrige Wärmegestehungskosten wie das Verbrennungsmotor-BHKW, sodass in Anbetracht der unbestreitbaren Vorteile, v. a. hinsichtlich der Emissionen, die Investition gerechtfertigt sein kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass hier für die Berechnung eine vergleichsweise hohe Stromgutschrift von 14 Ct/kWh angesetzt wurde und die NOW-Förderung sehr großzügig bemessen ist. Ohne weitere Förderung und entscheidende Entwicklungssprünge zur Kostenreduzierung dürften Brennstoffzellen-Systeme der betrachteten Leistungsklasse in der Praxis auch in den nächsten Jahren kaum eine Rolle spielen.

Tabelle 22: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Brennstoffzellen-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand Brennstoffzelle	Modellkonfiguration Konv. Gas-BHKW
Elektrische Leistung BHKW	kW	245	100
Thermische Leistung BHKW	kW	150	150
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	532	277
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	46,1	36,1
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	28,2	54,2
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	74,2	90,3
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	1,63	0,67
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	1.982	832
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.198	1.248
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	4.356	2.371
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	45,5	35,1
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	27,5	52,7
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	73,0	87,8
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	1,65	0,67
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	8.089	8.322
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	7.988	8.322
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	1.315	838
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	23,2	26,1
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	423	407
	g/kWh _{th}	215	207

Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Brennstoffzellen-BHKW

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration Konv. Gas-BHKW
Investitionskosten ohne NOW-Förderung	€	1.395.000	141.284
Investitionskosten mit NOW-Förderung	€	725.400	-
Generalüberholung BHKW / BZ ohne NOW-Förderung	€	815.000	23.773
Generalüberholung BHKW / BZ mit NOW-Förderung	€	598.900	-
Kapitalkosten ohne NOW-Förderung	€/a	272.473	20.350
Kapitalkosten mit NOW-Förderung	€/a	163.274	-
Brennstoffkosten	€/a	239.577	130.398
Wartungskosten BHKW / BZ	€/a	87.200	10.474
Stromgutschrift BHKW / BZ	€/a	277.453	116.508
KWK-Zuschlag BHKW / BZ	€/a	101.270	10.815
Energiesteuerrückerstattung BHKW / BZ	€/a	26.593	14.474
NOW-Förderung Betriebskosten 3 Jahre anteilig	€/a	47.056	-
Jahreskosten ohne NOW-Förderung	€/a	193.933	19.424
Jahreskosten mit NOW-Förderung	€/a	37.678	-
Spez. Wärmegestehungskosten ohne NOW-Förderung	Ct/kWh	16,19	1,56
Spez. Wärmegestehungskosten mit NOW-Förderung	Ct/kWh	3,14	-
Kosteneinsparung ggb. BZ ohne NOW-Förderung	€/a	-	174.509
Kosteneinsparung ggb. BZ mit NOW-Förderung	€/a	-	18.254

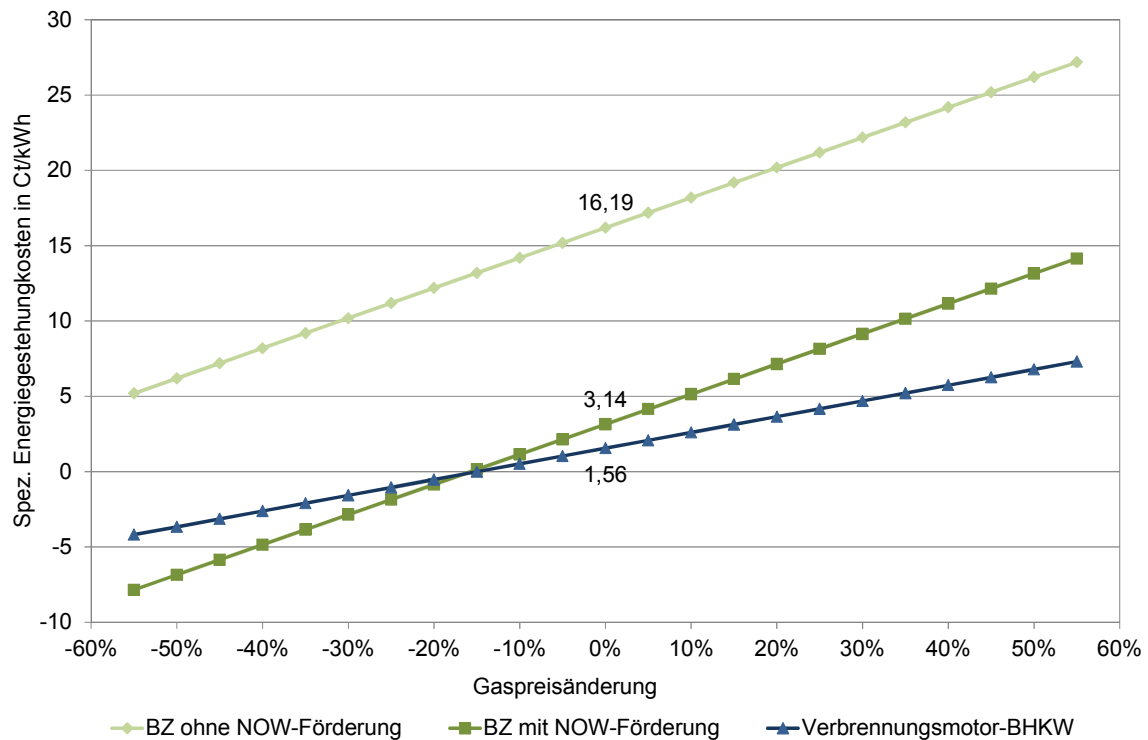


Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse Gaspreis Modellkonfiguration Brennstoffzelle

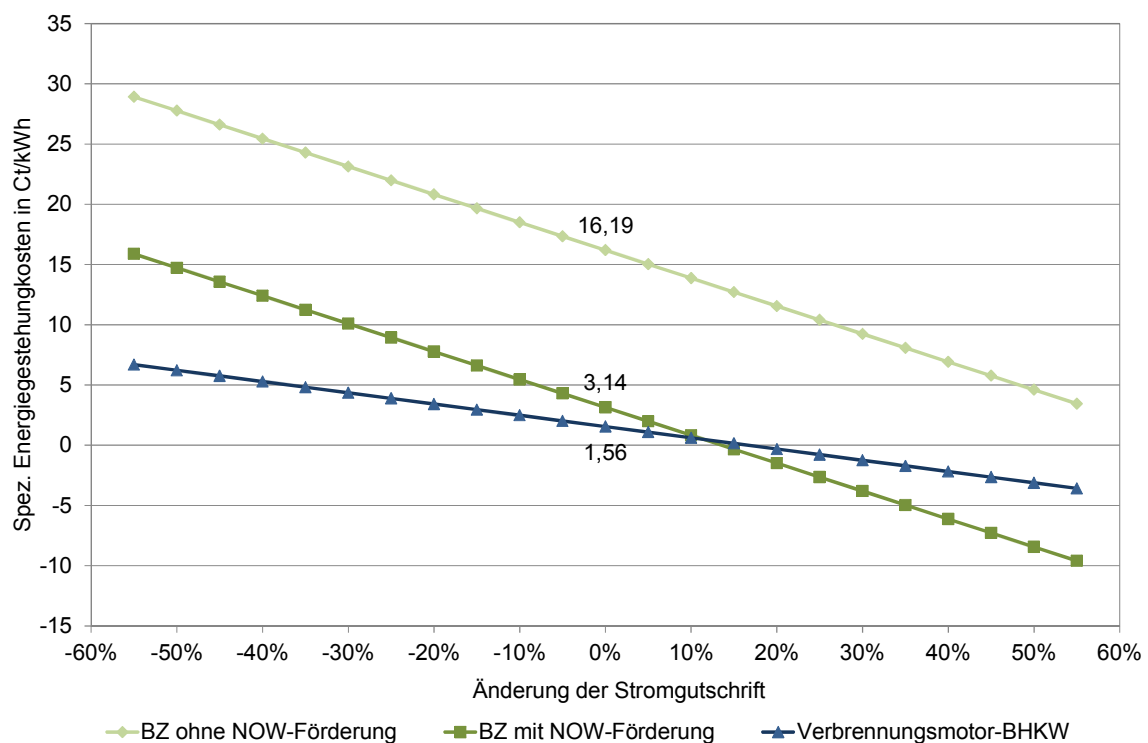


Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse Strompreis Modellkonfiguration Brennstoffzelle

7.8 Stromgeführter BHKW-Betrieb, Anlage 6

In manchen Fällen kann es Sinn machen, BHKW-Anlagen wärmegeführt statt stromgeführt zu betreiben und dabei ungekoppelte Stromerzeugung in Kauf zu nehmen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn der Strompreis im Vergleich zum Wärmepreis hoch ist oder mit dem stromgeführten Betrieb teure Leistungsspitzen vermieden werden können. Mit steigendem Bedarf sowohl negativer wie auch positiver Regelernergie im elektrischen Netz wird die Bedeutung der stromgeführten Betriebsweise künftig zunehmen. Um das BHKW auch ohne Wärmeanforderung betreiben zu können, sind Einrichtungen zur Wärmeabfuhr erforderlich, wie z. B. Freikühler oder Kühltürme. Denkbar ist jedoch auch eine Zwischenspeicherung der ungekoppelt erzeugten Wärme, besonders dann wenn zwischen Wärme- und Stromanforderung nur kleine Zeiträume überbrückt werden müssen.

Modellkonfiguration:

Am Beispiel der Anlage Nummer 6 (vgl. Kapitel 5.5) wird die Umstellung von wärmegeführten auf stromgeführten Betrieb untersucht. Die Anlage versorgt eine öffentliche Liegenschaft, die auch im Sommer einen vergleichsweise hohen Wärmebedarf aufweist, sodass selbst im stromgeführten Betrieb noch gute Gesamtnutzungsgrade erreicht werden. Dies ist insbesondere für die Entlastung von der Energiesteuer wichtig, für die ein Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % gefordert wird. Abbildung 66 zeigt die thermische Jahresdauerlinie für den Ist-Zustand und die Modellkonfiguration.

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Die spezifischen Wärmegestehungskosten beziehen sich auf die gesamte Anlage inkl. Heizkessel.
- Für den stromgeführten Betrieb wurde die Nachrüstung eines Notkühlers berücksichtigt.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die Bestandsanlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch Kosten für eine Generalüberholung angesetzt.
- Eine Förderung nach KWKG wird nicht berücksichtigt.

Um die Berechnungsmethodik konsistent zu halten, werden als Beurteilungskriterium für die Wirtschaftlichkeit auch hier die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt. Der

stromgeführte Betrieb erweist sich demnach dann als wirtschaftlich, wenn die spezifischen Wärmegestehungskosten unter denen des wärmegeführten Betriebs liegen. Für die Berechnung wurden Investitionskosten für die Nachrüstung eines Freikühlers berücksichtigt, die weiteren Randbedingungen bleiben gegenüber dem wärmegeführten Betrieb unverändert.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Die monatliche Wärme- und Strombereitstellung für Ist-Zustand und Modellkonfiguration in Abbildung 67 und Abbildung 68 dargestellt, Tabelle 24 und Tabelle 25 zeigen die Ergebnisse der energetischen und wirtschaftlichen Bilanzierung im Überblick.

Bei den angenommenen Randbedingungen verursacht der stromgeführte Betrieb zunächst höhere Kosten als der wärmegeführte Betrieb (Ist-Zustand). Dies ändert sich jedoch mit steigenden Strompreisen (gleichbleibende Gaspreise vorausgesetzt) aufgrund der höheren Bewertung der Stromeigennutzung, wie sich in der Sensitivitätsanalyse zeigt (Abbildung 69). Die Primärenergieeinsparung und die CO₂-Emissionsfaktoren verschlechtern sich aufgrund des geringeren Gesamtnutzungsgrades im stromgeführten Betrieb.

Unter den angenommenen Randbedingungen ist ein stromgeführter Betrieb des BHKWs also zunächst unwirtschaftlich und zudem gegenüber dem reinen KWK-Betrieb ökologisch nachteilig. Dies ist zum Teil der vereinfachten Betrachtung und den heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen geschuldet. So wurde z. B. keine Senkung der elektrischen Leistungsspitzen berücksichtigt, sondern die Stromgutschrift allein auf Basis von Arbeitspreisen kalkuliert. Zudem wurden Möglichkeiten zur Regelenergiebereitstellung durch den stromgeführten Betrieb nicht betrachtet, die aber in Zukunft eine entscheidende Rolle zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten können. Dazu müssen aber zunächst technische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreize geschaffen werden, um auch bei kleineren dezentralen Energieerzeugern die Bereitstellung von Regelenergie attraktiv zu gestalten.



Abbildung 66: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Anlage Nr. 6

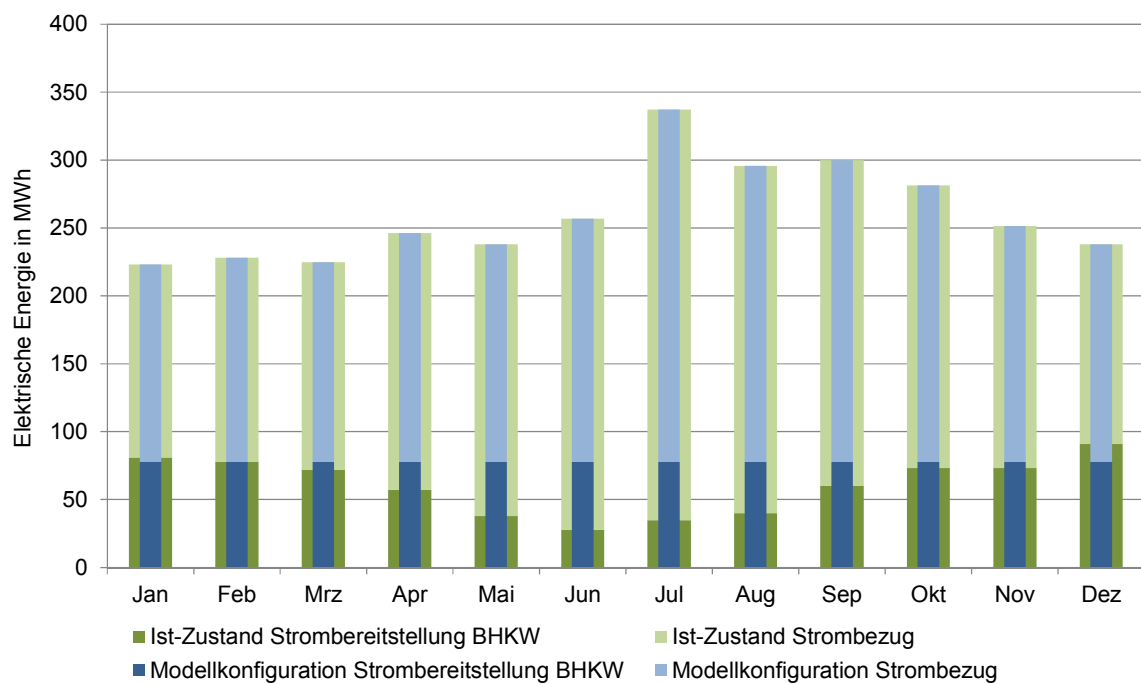


Abbildung 67: Strombereitstellung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb

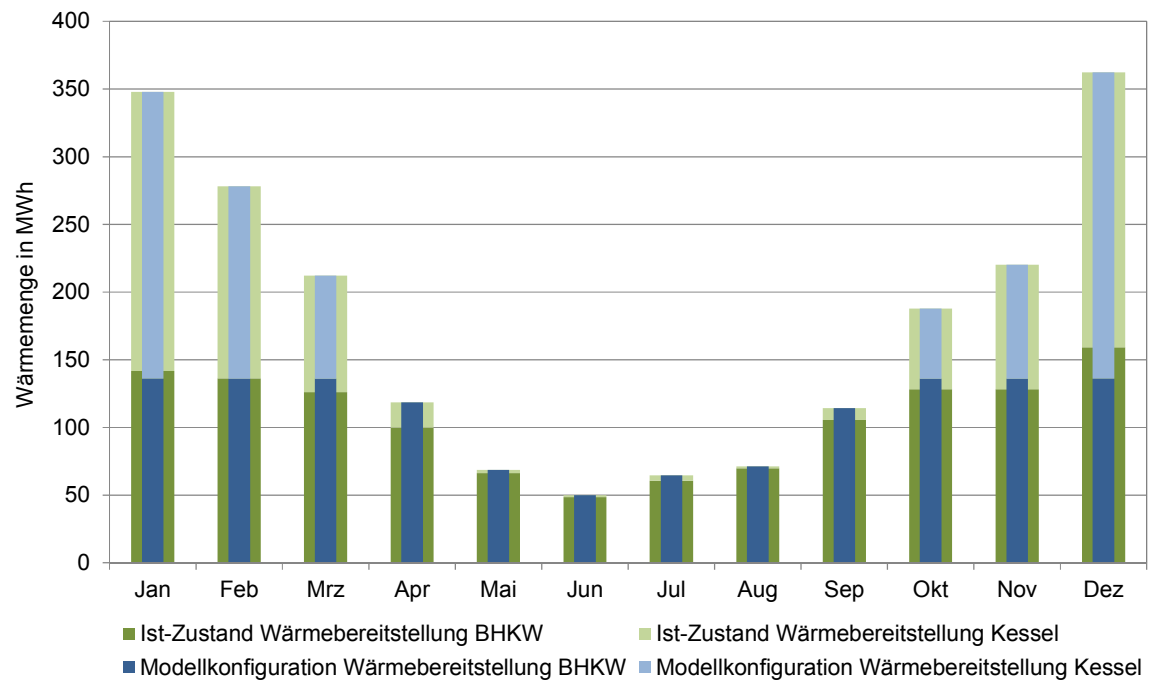


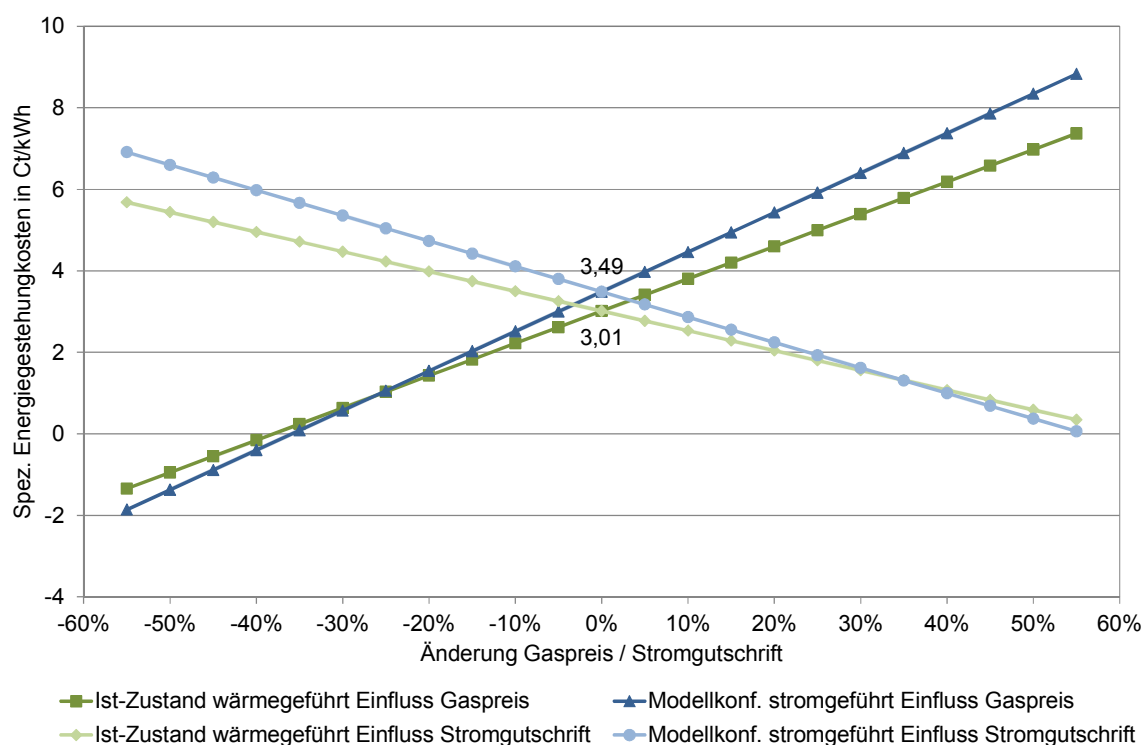
Abbildung 68: Wärmebereitstellung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb

Tabelle 24: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb

	Einheit	Ist-Zustand wärmgeführt	Modellkonfiguration stromgeführt
Elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	3.120	3.120
Thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	2.096	2.096
Elektrische Leistung BHKW	kW	112	112
Thermische Leistung BHKW	kW	196	196
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	332	332
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	33,7	33,7
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	59,0	59,0
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	92,8	92,8
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,57	0,57
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	726	932
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.271	1.303
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	2.185	2.804
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	970	933
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	33,2	33,2
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	58,2	46,5
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	91,4	79,7
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,57	0,72
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	6.485	8.322
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	6.485	6.647
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	60,6	62,2
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	23,3	29,9
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	818	685
Primärenergieeinsparung BHKW prozentual	%	27,2	19,6
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	401	443
	g/kWh _{th}	204	225

Tabelle 25: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb

	Einheit	Ist-Zustand	Modellkonfiguration stromgeführt
Investitionskosten Wärmeerzeugung	€	0	18.975
Kosten Generalüberholung BHKW	€	25.698	25.698
Kapitalkosten	€/a	3.168	5.508
Brennstoffkosten	€/a	166.056	203.676
Wartung + Instandhaltung BHKW	€/a	8.963	11.501
Stromgutschrift BHKW	€/a	101.692	130.489
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	13.339	17.116
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	63.157	73.081
Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	3,01	3,49
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	-9.924
Amortisation statisch	a	-	-

**Abbildung 69: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration stromgeführter Betrieb**

7.9 BHKW-Erweiterung, Anlage 10

Ein großer Vorteil der BHKW-Technologie ist die Möglichkeit, Anlagen modular aufzubauen, sodass sie auch Jahre nach der Erstinbetriebnahme noch erweitert oder ergänzt werden können. Dies kann z. B. sinnvoll sein wenn der Wärmebedarf der Liegenschaft steigt oder sich die rechtlichen Rahmenbedingungen ändern, sodass zusätzliche Module wirtschaftliche Vorteile bringen.

Modellkonfiguration:

Die Erweiterung einer Bestandsanlage um ein weiteres baugleiches Modul wird als Modellkonfiguration am Beispiel der Anlage Nummer 10 (vgl. Kapitel 5.9) durchgespielt. Hier ist bisher ein einzelnes BHKW-Modul mit 50 kW_{el} und 80 kW_{th} installiert, das eine Laufzeit von knapp über 8.200 Vollbenutzungsstunden erreicht. Der erzeugte Strom wird vollständig im Hausnetz genutzt. Ein zweites baugleiches Modul könnte mit einer immer noch sehr guten Auslastung von knapp 6.200 Vollbenutzungsstunden den KWK-Anteil an der Wärmeversorgung deutlich verbessern (vgl. thermische Jahresdauerlinie Abbildung 70) und damit letztlich auch die Primärenergieeffizienz und CO₂-Bilanz. Der vom zweiten Modul zusätzlich bereitgestellte Strom kann dabei ebenfalls vollständig im Hausnetz genutzt werden.

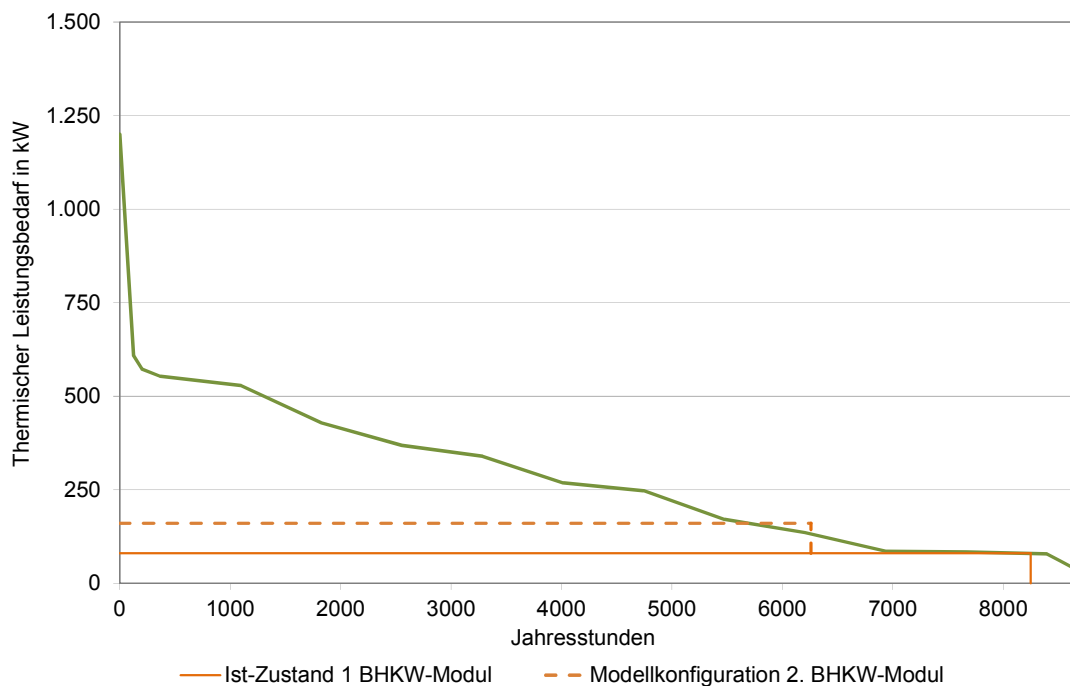


Abbildung 70: Thermische Jahresdauerlinie Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die Bestandsanlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch Kapitalkosten für eine Generalüberholung berücksichtigt.
- Für das neue BHKW wird die Förderung nach KWKG berücksichtigt, umgelegt auf den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren. Dabei wird davon ausgegangen, dass es sich um eine eigenständige Neuanlage mit Anspruch auf den Zuschlag von 5,11 Ct/kWh handelt.
- Für die bestehende Anlage wird kein KWK-Zuschlag berücksichtigt.
- Für Bestands- und Neuanlage wird jeweils mit 100 % Stromeigennutzung und Rückerstattung der Energiesteuer gerechnet.
- Zur besseren Vergleichbarkeit wird auch bei der Modellkonfiguration mit dem für den Ist-Zustand ermittelten Kesselnutzungsgrad von 88 % gerechnet (Nutzungsgrad aufgrund serieller Verschaltung von BHKW und Kessel vergleichsweise schlecht).

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde die bestehende Anlage als vollständig abgeschrieben betrachtet und es wurden nur für das zweite, neu hinzukommende, Modul Investitionskosten angesetzt. Die spezifischen Wärmegestehungskosten beziehen sich jeweils für die Gesamtanlage. Auf diese Weise wird die Verdrängung der Heizkessel durch das neue BHKW-Modul korrekt berücksichtigt. Die Investition in ein zusätzliches Modul ist demnach nur vorteilhaft wenn die Wärme im Mittel günstiger als im Ist-Zustand mit der vollständig abgeschriebenen Bestandsanlage. Als Einnahme wird eine Gutschrift für selbst genutzten Strom in Höhe von 14 Ct/kWh zuzüglich des KWK-Zuschlags von 5,11 Ct/kWh über 10 Jahre für kleine KWK-Anlagen bis 50 kWel gerechnet. Da zwischen Inbetriebnahme des ersten BHKWs und Installation des zweiten Moduls ein ausreichender zeitlicher Abstand von mehr als 12 Monaten liegt, kann auch das zweite Modul als eigenständige Anlage gewertet werden, sofern eigene Messeinrichtungen vorhanden sind. Das zweite Modul erhält damit ebenfalls einen Zuschlag von 5,11 Ct/kWh über einen Zeitraum von 10 Jahren.

Bewertung der Modellkonfiguration:

Tabelle 26 und Tabelle 27 zeigen die Ergebnisse für die Modellkonfiguration im Überblick, die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 71 dargestellt. Durch das zweite BHKW-Modul steigt der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung von knapp 28 % auf etwa 49 % an. Dies wirkt sich positiv auf die Primärenergieeffizienz und CO₂-Bilanz aus. Trotz der zusätzlichen Investitionskosten sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten, was v. a. auf die hohe Stromgutschrift und den KWK-Zuschlag zurückzuführen ist. In der Sensitivitätsanalyse zeigt die Modellkonfiguration v. a. bei steigenden Strompreisen Vorteile, da der Anteil der Eigenstromerzeugung steigt. Bei steigenden Gaspreisen nähern sich die Wärmegestehungskosten von Ist-Zustand und Modellkonfiguration an, letztere bleibt jedoch im gesamten betrachteten Bereich stets etwas günstiger als der Ist-Zustand. Die Investition ist also auch unter dem Gesichtspunkt der Kostenstabilität vorteilhaft.

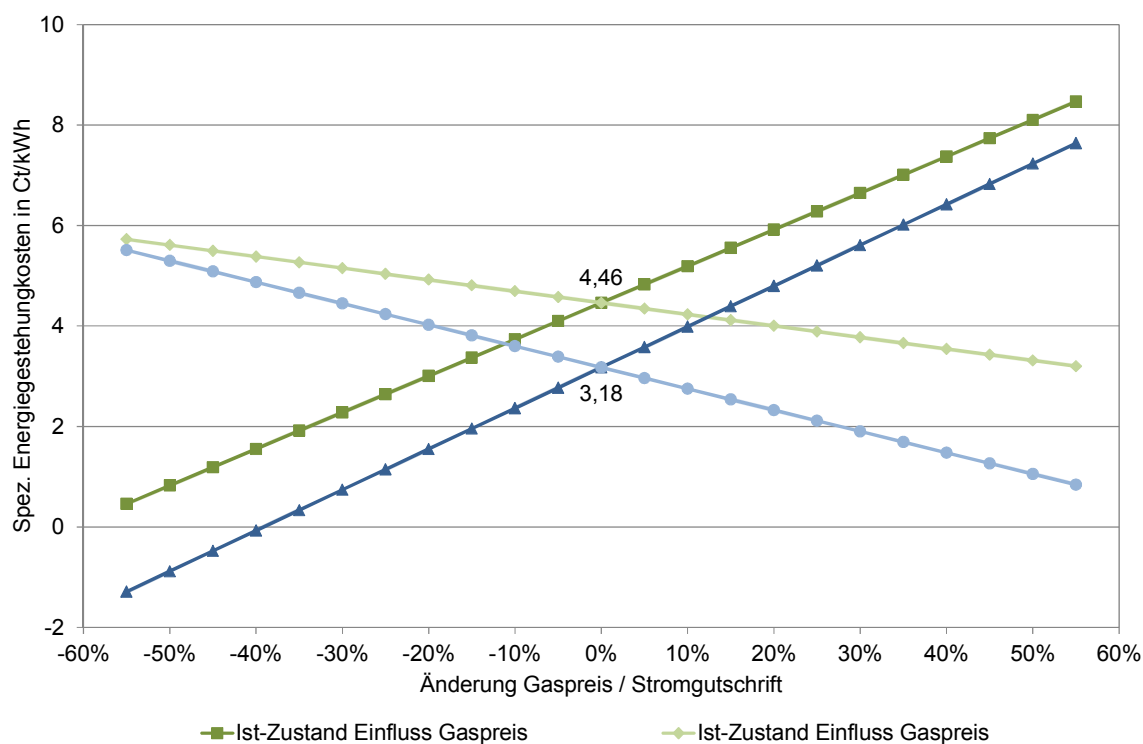


Abbildung 71: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung

Tabelle 26: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung

	Einheit	Ist-Zustand 1 BHKW-Modul	Modellkonfiguration 2 BHKW Module
Elektrische Energiebedarf d. Liegen- schaft	MWh/a	1.160	1.160
Thermischer Energiebedarf d. Liegen- schaft	MWh/a	2.401	2.401
Elektrische Leistung BHKW	kW	50	2 x 50
Thermische Leistung BHKW	kW	80	2 x 80
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	148	2 x 148
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	33,8	33,8
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	54,1	54,1
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	87,8	87,8
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,63	0,63
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	394	728
Thermische Energie BHKW	MWh/a	660	1.167
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	1.267	2.220
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	1.981	1.403
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	31,1	32,8
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	52,1	52,6
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	83,2	85,3
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,60	0,62
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	7.883	7.278
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	7.883	7.292
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	27,5	48,6
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	34,0	62,7
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	329	670
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	20,6	23,2
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	438	423
	g/kWh _{th}	222	215

Tabelle 27: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration BHKW-Erweiterung

	Einheit	Ist-Zustand 1 BHKW-Modul	Modellkonfiguration 2 BHKW-Module
Investitionskosten Wärmeerzeugung	€	0	97.238
Kosten Generalüberholung BHKW	€	14.766	29.533
Kapitalkosten Wärmeerzeugung	€/a	1.821	15.630
Brennstoffkosten Wärmeerzeugung	€/a	174.749	194.878
Wartungskosten Wärmeerzeuger	€/a	5.596	10.334
Stromeinsparung durch BHKW	€/a	55.179	101.897
KWK-Zuschlag BHKW	€/a	12.084	29.136
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	7.738	13.554
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	107.165	76.256
Spez. Wärmegestellungskosten	Ct/kWh	4,46	3,18
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	30.909
Amortisation statisch	a	-	2,1

7.10 Modernisierung / Ersatzinvestition

BHKW-Anlagen weisen eine lange Nutzungsdauer von bis zu 20 Jahren auf, ein Zeitraum, in dem sich die rechtlichen, wirtschaftlichen und ökologischen Randbedingungen grundlegend ändern können. Oftmals stellt sich daher bereits während der Betriebsphase des BHKWs, spätestens jedoch am Ende der Nutzungsdauer, die Frage nach Weiterbetrieb, Stilllegung, Modernisierung oder Ersatzinvestition. Am Beispiel von Anlage 5 und Anlage 12 aus dem Projekt wurde daher jeweils eine Ersatzinvestition exemplarisch durchgerechnet.

7.10.1 Ersatzinvestition Beispiel 1, Anlage 5

Modellkonfiguration:

Bei Anlage Nummer 5 handelt es sich um zwei Erdgas-BHKW-Module mit jeweils $320 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $528 \text{ kW}_{\text{th}}$, die Büroräume und Fertigungshallen eines Werksgeländes mit Strom und Wärme versorgen (vgl. Kapitel 5.4). Die Anlage wurde bereits 1991 in Betrieb genommen und mehrmals generalüberholt. Es besteht die Möglichkeit die Anlage durch eine weitere Generalüberholung noch einige Zeit weiterzubetreiben, alternativ kann die Bestandsanlage jedoch auch durch neue Module ersetzt werden. Für den Weiterbetrieb der Bestandsanlage sprechen die gegenüber einer Neuinvestition geringeren Kosten der Generalüberholung. Für die Neuanlage sprechen die höhere Effizienz moderner BHKW-Module und die Möglichkeit den KWK-Zuschlag auf selbst genutzten Strom zu erhalten, was für die Bestandsanlage nicht mehr möglich ist.

Für die Modellkonfiguration wurde beispielhaft davon ausgegangen, dass die bestehenden Module durch ein einzelnes neues Modul vergleichbarer thermischer Leistung mit $1.000 \text{ kW}_{\text{el}}$, $1.071 \text{ kW}_{\text{th}}$ ersetzt werden, das dank optimierter hydraulischer Einbindung und neuer zuverlässiger Technik höhere Laufzeiten als die Bestandsanlage erreicht. Die thermische Jahresdauerlinie für Ist-Zustand und Modellkonfiguration ist in Abbildung 72 dargestellt.

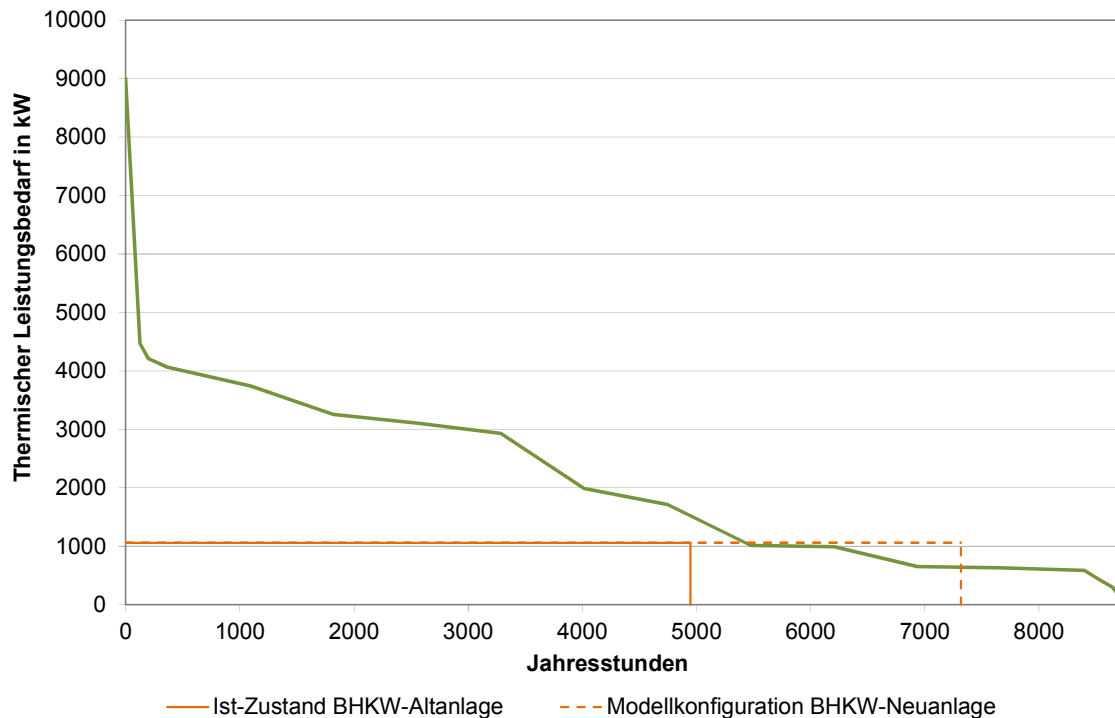


Abbildung 72: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Ersatzinvestition Beispiel 1

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Die spezifischen Wärmegestehungskosten beziehen sich auf die gesamte Anlage inkl. Heizkessel.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die Bestandsanlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch zur Vergleichbarkeit mit der Modellkonfiguration Kosten für eine Generalüberholung angesetzt.
- Für die Neuanlage wurde der Zuschlag nach KWKG berücksichtigt (5,11 Ct/kWh für Leistungsanteil bis 50 kW_{el}, darüber 2,10 Ct/kWh), für das bestehende BHKW ist dagegen keine Förderung mehr möglich.
- Die Referenzwirkungsgrade für die Primärenergieeinsparung und Berechnung der CO₂-Emissionsfaktoren werden zur besseren Vergleichbarkeit auch für die Modellkonfiguration auf das Inbetriebnahmejahr der bestehenden Anlage (Ist-Zustand) bezogen.

Bewertung der Modellkonfiguration:

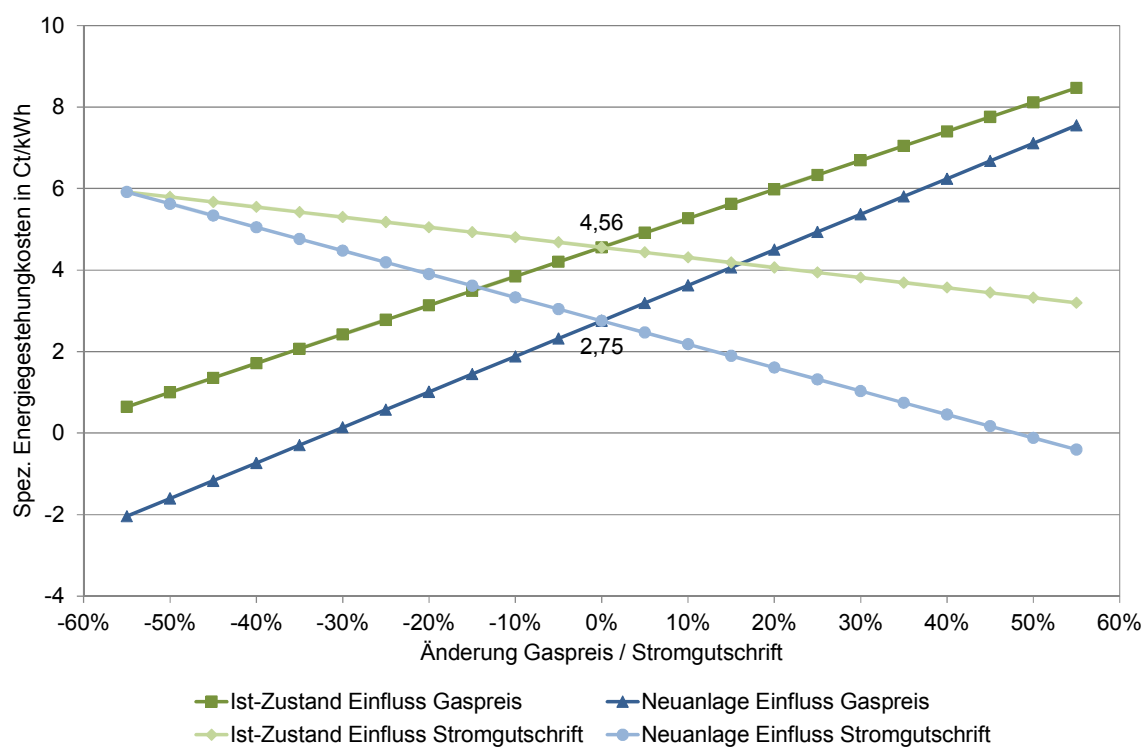
Im Ergebnis (vgl. Tabelle 28 und Tabelle 29) zeigt sich ein deutlicher wirtschaftlicher Vorteil für die Neuanlage, der einerseits auf den KWK-Zuschlag, zum größten Teil jedoch auf den höheren elektrischen Wirkungsgrad und die daraus resultierende wesentlich höhere Stromgutschrift zurückzuführen ist. Um die Konsistenz der Berechnungsmethodik zu wahren, wurde auch in diesem Beispiel mit der einheitlich festgesetzten Gutschrift von 14 Ct/kWh (vgl. Kapitel 3.3) für selbst genutzten Strom gerechnet. In der Realität dürfte die spezifische Stromgutschrift für ein BHKW dieser Größenordnung deutlich geringer ausfallen, was in der Sensitivitätsanalyse (Abbildung 73) berücksichtigt wurde. Dennoch ergibt sich selbst bei 50 % geringerer Stromgutschrift noch ein wirtschaftlicher Vorteil für die Neuanlage, ebenso bei steigenden oder sinkenden Gaspreisen. Die Investition in moderne Anlagentechnik zahlt sich dabei v. a. bei steigenden Strompreisen aus, da die neue Anlage im Vergleich mit dem Ist-Zustand mehr als doppelt so viel Strom bereitstellt, der vollständig im Stromnetz des Werksgeländes genutzt werden kann. In Summe ist in diesem Fall eine Ersatzinvestition also wirtschaftlich vorteilhafter als eine Generalüberholung. Zudem verbessert sich die Primärenergie- und CO₂-Bilanz, wie die energetische Betrachtung (Tabelle 28) zeigt.

Tabelle 28: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 1

	Einheit	Ist-Zustand Bestandsanlage	Modellkonfiguration Neuanlage
Elektrischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	39.051	39.051
Thermischer Energiebedarf d. Liegenschaft	MWh/a	18.006	18.006
Elektrische Leistung BHKW	kW	2 x 320	1.000
Thermische Leistung BHKW	kW	2 x 528	1.071
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	-*	2.381
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	33,0	42,0
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	54,4	45,0
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	87,4	87,0
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,61	0,93
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	3.180	7.387
Thermische Energie BHKW	MWh/a	5.223	7.834
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	9.945	18.016
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	13.552	10.784
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	32,0	41,0
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	52,5	43,5
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	84,5	84,5
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,61	0,94
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	4.969	7.314
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	4.946	7.314
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	29,0	43,5
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	8,1	18,9
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	3.166	7.662
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	24,2	29,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	439	406
	g/kWh _{th}	212	196
*nicht bekannt			

Tabelle 29: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 1

	Einheit	Ist-Zustand Bestandsanlage	Modellkonfiguration Neuanlage
Investitionskosten	€	0	488.757
Kosten Generalüberholung BHKW	€	105.718	115.632
Kapitalkosten	€/a	13.034	74.516
Brennstoffkosten	€/a	1.280.843	1.569.898
Wartungskosten BHKW	€/a	32.692	62.275
Stromgutschrift BHKW	€/a	445.247	1.034.115
KWK-Zuschlag BHKW	€/a	-	66.614
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	60.716	109.990
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	820.606	495.970
Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	4,56	2,75
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	324.636
Amortisation statisch	a	-	1,2

**Abbildung 73: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration Modernisierung/Ersatzinvestition Beispiel 1**

7.10.2 Ersatzinvestition Beispiel 2, Anlage 12

Modellkonfiguration:

Fallbeispiel 2 für eine Ersatzinvestition ist Anlage Nummer 12 im Projekt, die bei Inbetriebnahme 1990 aus ursprünglich 3 Erdgas-BHKW-Modulen mit $450 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $793 \text{ kW}_{\text{th}}$ bestand, von denen bei Projektbeginn noch zwei Module und am Ende des Untersuchungszeitraums dann noch ein Modul in Betrieb war (vgl. Kapitel 5.11). Auch für diese Anlage wurde untersucht ob sich eine Ersatzinvestition rechnet, oder die Bestandsanlage möglichst nochmals generalüberholt und weiter betrieben werden sollte. Hier wurde unterstellt, dass die Bestandsanlage durch ein einzelnes, thermisch etwa gleichwertiges BHKW-Modul mit $1.274 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $1.462 \text{ kW}_{\text{th}}$ ersetzt wird. Abbildung 74 zeigt die thermische Jahresdauerlinie für den Ist-Zustand und die Ersatzinvestition.

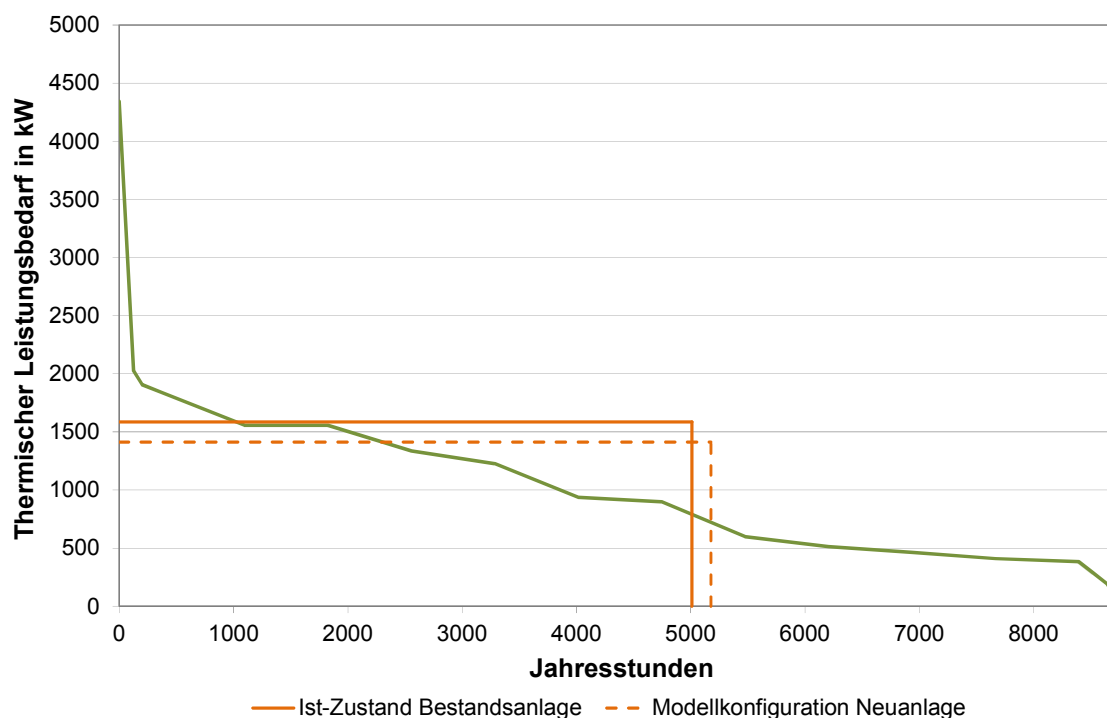


Abbildung 74: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration Ersatzinvestition Beispiel 2

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Die bestehende Anlage wird als vollständig abgeschrieben betrachtet, es werden jedoch Kapitalkosten für eine Generalüberholung berücksichtigt.
- Die Gutschrift für den ins Netz eingespeisten Strom richtet sich nach den EEX-Baseloadpreis, der hier mit 5 Ct/kWh als Stromgutschrift angesetzt wird.
- Die Stromgutschrift von 5 Ct/kWh wird vereinfachend sowohl für die Stromeigenutzung als auch für die Überschusseinspeisung angenommen.
- Für die Neuanlage wurde der Zuschlag nach KWKG berücksichtigt (5,11 Ct/kWh für Leistungsanteil bis 50 kW_{el}, darüber 2,10 Ct/kWh), für das bestehende BHKW ist dagegen keine Förderung mehr möglich.
- Die Referenzwirkungsgrade für die Primärenergieeinsparung und Berechnung der CO₂-Emissionsfaktoren werden zur besseren Vergleichbarkeit auf das Inbetriebnahmejahr der bestehenden Anlage (Ist-Zustand) bezogen.

Bewertung der Modellkonfiguration

Im Unterschied zu Beispiel 1 speist Anlage Nummer 12 sowohl Wärme als auch Strom in öffentliche Netze ein, sodass sich die Stromgutschrift am EEX-Baseloadpreis von derzeit ca. 5 Ct/kWh orientiert, zuzüglich des KWK-Zuschlags für die Neuanlage. Dies wirkt sich entscheidend auf die Wirtschaftlichkeit aus, wie aus Tabelle 31 und der Sensitivitätsanalyse (Abbildung 75) ersichtlich ist. Die vollständig abgeschriebene Bestandsanlage erzielt hier über einen weiten Bereich geringere Wärmegestehungskosten als die Neuanlage. Die wesentliche Einflussgröße auf die spezifischen Wärmegestehungskosten ist die erzielbare Stromgutschrift. Kann diese, z. B. aufgrund günstiger Vermarktungsmöglichkeiten, um mehr als 50 % höher angesetzt werden, liegen die spezifischen Wärmekosten der Neuanlage etwa auf dem Niveau der Bestandsanlage, bei noch höheren Stromvergütungen ist die Neuanlage im Vorteil. Ähnlich verhält es sich bei den Gaspreisen. Sinken diese um mehr als 35 % ergeben sich für die Neuanlage günstigere Kosten als für die Bestandsanlage. In der Praxis ist jedoch kurz- bis mittelfristig eher von steigenden Strompreisen als von sinkenden Gaspreisen als wichtigster Einflussgröße auszugehen. Die Primärenergieeffizienz und CO₂-Emissionsfaktoren verschlechtern sich bei der Modellkonfiguration geringfügig (siehe Tabelle 30), da die neue Anlage in erster Linie auf Stromauskopplung optimiert ist, und daher einen geringeren Gesamtnutzungsgrad als die Bestandsanlage erreicht. In diesem Fall empfiehlt es sich daher sowohl aus ökologischer als

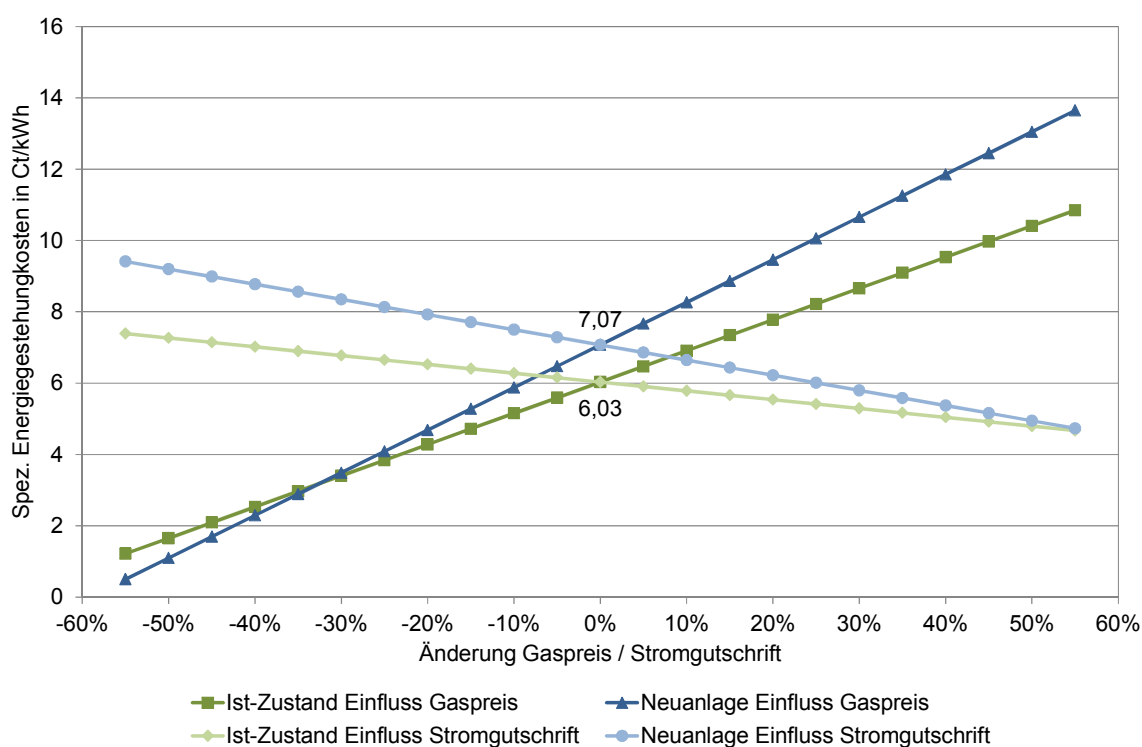
auch ökonomischer Sicht, die Bestandsanlage so lange wie möglich weiterzubetreiben, soweit dies technisch machbar ist. Dies setzt voraus, dass die Wartungskosten sich weiterhin im üblichen Rahmen bewegen und nicht aufgrund des Alters der Anlage wesentlich ansteigen.

Tabelle 30: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2

	Einheit	Ist-Zustand Bestandsanlage	Modellkonfiguration Neuanlage
Wärmebedarf Fernwärmenetz	MWh/a	8.683	8.683
Elektrische Leistung BHKW	kW	2 x 450	1.413
Thermische Leistung BHKW	kW	2 x 793	1.505
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	2 x 1.382	3.358
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	32,6	42,1
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	57,4	44,8
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	89,9	86,9
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,57	0,94
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	4.295	7.389
Thermische Energie BHKW	MWh/a	7.946	7.792
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	13.078	17.988
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	868	1.049
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	32,8	41,1
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	60,8	43,3
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	93,6	84,4
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,54	0,95
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	4.772	5.229
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	5.010	5.177
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	91,5	89,7
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	4.926	6.457
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	27,4	26,4
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	391	396
	g/kWh _{th}	203	206

Tabelle 31: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2

	Einheit	Ist-Zustand Bestandsanlage	Modellkonfiguration Neuanlage
Investitionskosten	€	0	588.871
Kosten Generalüberholung BHKWs	€	133.619	146.632
Kapitalkosten	€/a	16.474	95.061
Brennstoffkosten	€/a	760.195	1.037.658
Wartungskosten BHKWs	€/a	41.607	58.659
Stromgutschrift BHKWs	€/a	214.747	369.455
KWK-Zuschlag BHKWs	€/a	-	93.534
Energiesteuerrückerstattung BHKWs	€/a	79.843	109.815
Jahreskosten Wärmezeugung	€/a	523.687	614.194
Spez. Wärmegestiegungskosten	Ct/kWh	6,03	7,07
Kosteneinsparung ggb. Ist-Zustand	€/a	-	-90.507
Amortisation statisch	a	-	-

**Abbildung 75: Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration Ersatzinvestition, Beispiel 2**

7.11 Organisatorische Maßnahmen und Betriebsführung, Anlage 16

In manchen Fällen sind BHKW-Systeme zwar korrekt dimensioniert und technisch richtig eingebunden, aber die Betriebsweise oder die Organisation der Betriebsführung lässt zu wünschen übrig. Dies kann z. B. der Fall sein weil Zuständigkeiten und Kompetenzen unklar verteilt sind, Contractoren oder Servicefirmen nicht effizient arbeiten oder das Betreiberpersonal nicht ausreichend geschult ist oder nicht über die nötigen Handlungsbe-fugnisse verfügt. Ineffizienter Anlagenbetrieb wird oftmals nicht erkannt, da z. B. Zählerstände zwar aufgenommen aber nicht ausgewertet werden oder unterschiedliche Personen für Ablesung und Auswertung zuständig sind. Die betriebswirtschaftliche Verwaltung der Anlage liegt wiederum meist in einem anderen Zuständigkeitsbereich als die technische Betreuung und die Verantwortlichen des einen Bereichs haben keinen oder nur mangelnden Einblick in den anderen. Zudem besteht bei den meisten BHKW-Anlagen in größeren Liegenschaften bei Störungen oder Ausfällen kein sofortiger Handlungsdruck, da in der Regel eine redundant ausgeführte Heizkesselanlage installiert ist, welche die gesamte Wärmeversorgung alleine übernehmen kann. Beispiele für Mängel in der Betriebsführung, u. a. aus dem hier vorgestellten Projekt, sind in der Praxis:

- Fehlende oder mangelhafte Zähler:

Eine Vielzahl von Anlagen ist nur unzureichend mit Energiezählern ausgestattet oder die Zähler arbeiten ungenau. Belastbare Zählerwerte sind jedoch für eine wirksame Überwachung der Anlage und Beurteilung der Effizienz unverzichtbar und zudem z. B. für die Rückforderung der Energiesteuer zwingend erforderlich. In Anbetracht der im Verhältnis zur Gesamtinvestition meist geringen Anschaffungskosten sollten Zähler für eingesetzte Brennstoffmenge, Strommenge und Wärmemenge zur Grundausstattung jeder BHKW-Anlage gehören.

- Mangelnde Auswertung von Zählerständen

Oftmals sind zwar Zähler vorhanden und werden auch regelmäßig abgelesen, die erfassten Daten werden jedoch nicht ausgewertet. So fällt z. B. nicht auf, dass die erfassten Energiemengen unplausibel sind oder es werden keine Kennzahlen wie Nutzungsgrade oder Vollbenutzungsstunden gebildet.

- Unklare Zuständigkeiten oder Verteilung der Aufgaben, mangelnde Kenntnisse und Kompetenzen

Die Aufgaben sind nicht klar verteilt und das Fachpersonal vor Ort hat nicht die erforderlichen Kompetenzen oder ist nicht ausreichend informiert um selbständig Entscheidung zu treffen. Stattdessen sind auch für einfache Aufgaben wie die Beauftragung von Reparaturen oder Wartungen langwierige Entscheidungsketten einzuhalten.

- Ineffizienter Anlagenservice

Die Wartungen erfolgen nicht vorausschauend und die Wartungsfirma wird erst bei akutem Bedarf beauftragt. Die Wartungstermine liegen ungünstig oder die Servicefirma arbeitet nicht zuverlässig.

- Mangelnde Kenntnis der Rechtslage bzgl. Förderungen und Einspeisevergütungen

Nicht alle Fördermöglichkeiten und Entlastungen werden ausgenutzt, da die Rechtslage oder die Verfahren nicht bekannt sind oder Fristen versäumt werden (z. B. Bafa-Antrag für KWK-Zuschlag, Antrag beim Hauptzollamt für Energiesteuerentlastung).

- Heizungsregelung nicht auf BHKW-Betrieb abgestimmt

Die Regelungen der einzelnen Wärmerzeuger arbeiten nicht abgestimmt aufeinander und das BHKW wird nicht optimal ausgelastet. Typischerweise schalten die Heizkessel zu früh oder mit zu hoher Leistung zu und heizen Vor- und Rücklauf so stark auf, dass das BHKW abschaltet.

Modellkonfiguration:

Als Modellkonfiguration für Einsparmöglichkeiten durch verbesserte Betriebsführung wird Anlage 16 aus dem Projekt betrachtet (vgl. Kapitel 5.15). Bei dieser Anlage ist die Wärmebereitstellung im Dezember auffallend niedrig (vgl. Abbildung 77), was darauf zurückzuführen ist, dass zu diesem Zeitpunkt die Jahreswartung stattfindet und das BHKW für ein bis zwei Wochen nicht in Betrieb ist. Wird die jährliche Wartung stattdessen in die Sommermonate verlegt und zudem durch bessere Terminierung die Zeitdauer für die Wartungsarbeiten verkürzt, könnte die Auslastung des BHKWs verbessert werden, wie die thermische Jahresdauerlinie (Abbildung 76) zeigt. Als Modellkonfiguration wird daher die Verlegung des Wartungstermins von den Winter- in die Sommermonate betrachtet.

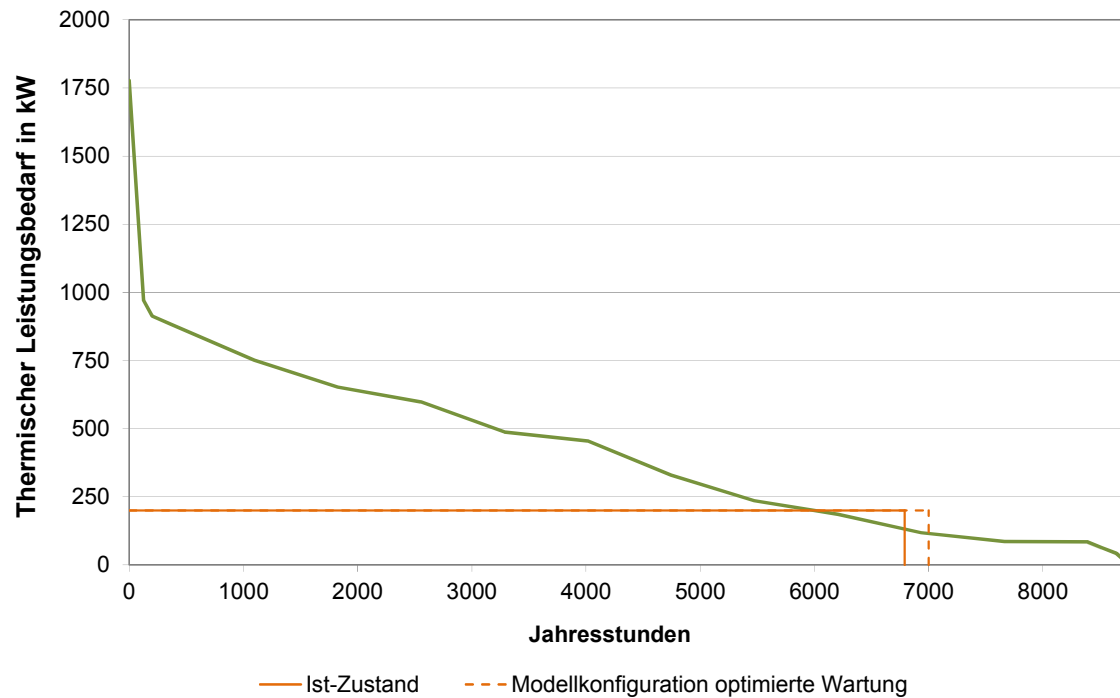


Abbildung 76: Jahresdauerlinie BHKW Modellkonfiguration optimierte Wartung

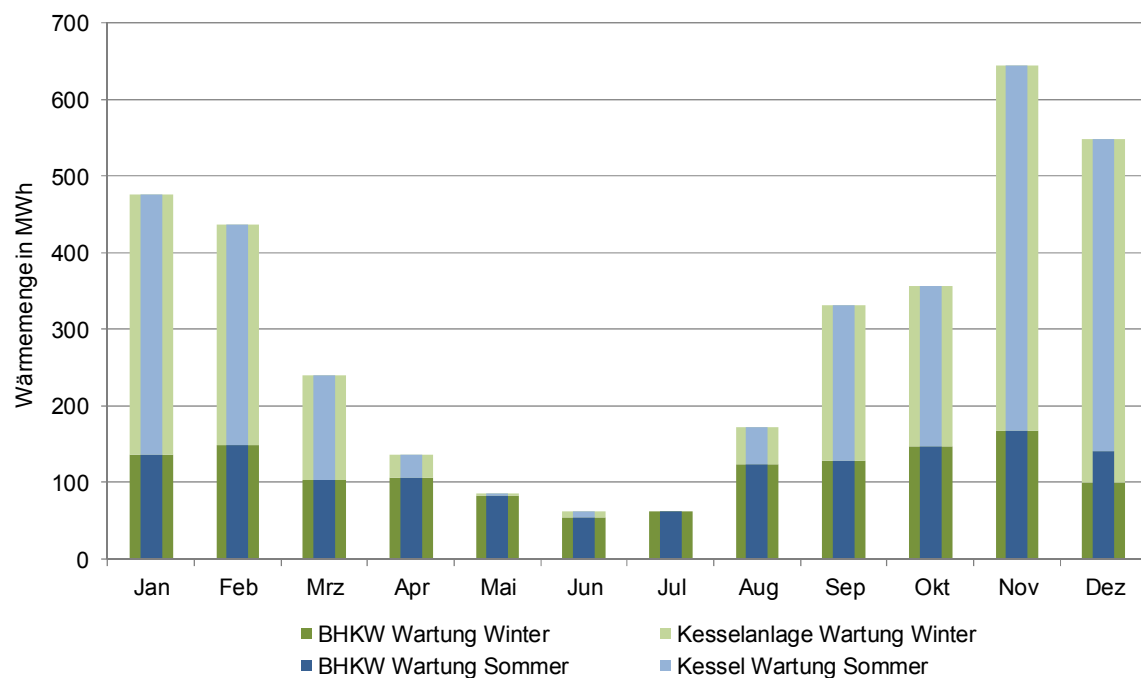


Abbildung 77: Wärmebereitstellung durch BHKW und Heizkessel Ist-Zustand (Wartung Winter) und Modellkonfiguration (Wartung Sommer)

Besondere Randbedingungen für die ökonomische und ökologische Betrachtung:

- Für Ist-Zustand und Modellkonfiguration werden jeweils Kosten für eine Generalüberholung als Kapitalkosten angesetzt.
- Der Betrachtungszeitraum beträgt 10 Jahre.
- Es wird angenommen, dass durch die Umstellung des Wartungstermins ca. 200 zusätzliche Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht werden können.
- Für die Umstellung des Wartungstermins wurden keine zusätzlichen Kosten berücksichtigt, da sich die Kosten lediglich um ein halbes Jahr verschieben.

Bewertung der Modellkonfiguration

Tabelle 32 und Tabelle 33 zeigen die Ergebnisse für die Modellkonfiguration im Überblick. Durch die Umstellung des Wartungstermins auf die Sommermonate erhöht sich die elektrische Energieerzeugung um knapp 24 MWh und die thermische Energiebereitstellung um etwa 42 MWh. Dies führt zu einer Primärenergieeinsparung von ca. 22 MWh gegenüber dem Ist-Zustand. Die spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren für Strom und Wärme bleiben annähernd gleich, da sich Betriebsweise und Nutzungsgrade des BHKW-Moduls kaum ändern. Aus wirtschaftlicher Sicht ergibt sich eine jährliche Einsparung von fast 1.000 € gegenüber dem Ist-Zustand, ohne nennenswerte Kosten für die Optimierungsmaßnahme.

Tabelle 32: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Modellkonfiguration optimierte Wartung

	Einheit	Ist-Zustand Wartungstermin Winter	Modellkonfiguration Wartungstermin Sommer
Investitionskosten	€	0	0
Kosten Generalüberholung BHKW	€	26.945	26.945
Kapitalkosten	€/a	3.322	3.322
Brennstoffkosten	€/a	287.918	290.436
Wartungskosten BHKW	€/a	9.489	9.776
Stromgutschrift BHKW	€/a	108.958	112.254
Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	14.555	15.017
Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	177.215	176.262
Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	4,99	4,96
Kosteneinsparung ggb. Referenz	€/a	-	953

Tabelle 33: Energetische Betrachtung Modellkonfiguration optimierte Wartung

	Einheit	Ist-Zustand Wartungstermin Winter	Modellkonfiguration Wartungstermin Sommer
Elektrischer Energiebedarf d. Objekts	MWh/a	1.971	1.971
Thermischer Energiebedarf d. Objekts	MWh/a	3.554	3.554
Elektrische Leistung BHKW	kW	120	120
Thermische Leistung BHKW	kW	200	200
Feuerungswärmeleistung BHKW	kW	350	350
Elektr. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	34,3	34,3
Therm. Wirkungsgrad (Datenblatt)	%	57,1	57,1
Gesamtwirkungsgrad (Datenblatt)	%	91,4	91,4
Leistungsbezogene Stromkennzahl	-	0,60	0,60
Elektrische Energie BHKW	MWh/a	778	802
Thermische Energie BHKW	MWh/a	1.358	1.400
Brennstoffeinsatz BHKW	MWh/a	2.384	2.460
Brennstoffeinsatz Spitzenlastkessel	MWh/a	2.439	2.393
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	32,6	32,6
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	%	57,0	56,9
Gesamtnutzungsgrad BHKW	%	89,6	89,5
Arbeitsbezogene Stromkennzahl	-	0,57	0,57
Vollbenutzungsstunden elektrisch	h/a	6.486	6.682
Vollbenutzungsstunden thermisch	h/a	6.792	7.002
Deckung Wärmebedarf durch BHKW	%	38,2	39,4
Deckung Strombedarf durch BHKW	%	39,5	40,7
Primärenergieeinsparung durch KWK absolut	MWh/a	833	855
Primärenergieeinsparung durch KWK prozentual	%	25,9	25,8
CO ₂ -Emissionsfaktoren BHKW	g/kWh _{el}	409	410
	g/kWh _{th}	207	208

7.12 Zusammenfassung Modellkonfigurationen

Abbildung 79 bis Abbildung 80 zeigen zusammenfassend die Primärenergieeinsparungen und die CO₂-Emissionsfaktoren für die zwölf oben vorgestellten Modellkonfigurationen im Vergleich mit dem Ist-Zustand¹².

Die Primärenergiebilanz lässt sich insbesondere durch Steigerung der Energieeffizienz der Anlage im Vergleich mit dem Referenzsystem verbessern, wie z. B. im Fall der Abgasturbine, was in der Regel auch zu einer Verringerung der CO₂-Emissionsfaktoren führt. Den größten Einfluss auf die CO₂-Emissionsfaktoren hat jedoch der jeweilige Brennstoff, wie die Beispiele Umstellung auf Biomethan- und Holzgas-BHKW zeigen. Im Mittel verbessert sich durch die Modellkonfigurationen die Primärenergieeinsparung von 23,8 % auf 25,8 % und die CO₂-Emissionsfaktoren sinken von 394 g/kWh_{el} auf 348 g/kWh_{el} bzw. von 198 g/kWh_{th} auf 176 g/kWh_{th}. Die Verbesserungen durch die Modellkonfigurationen sind in Tabelle 34 als Mittelwerte über alle Anlagen zusammengefasst.

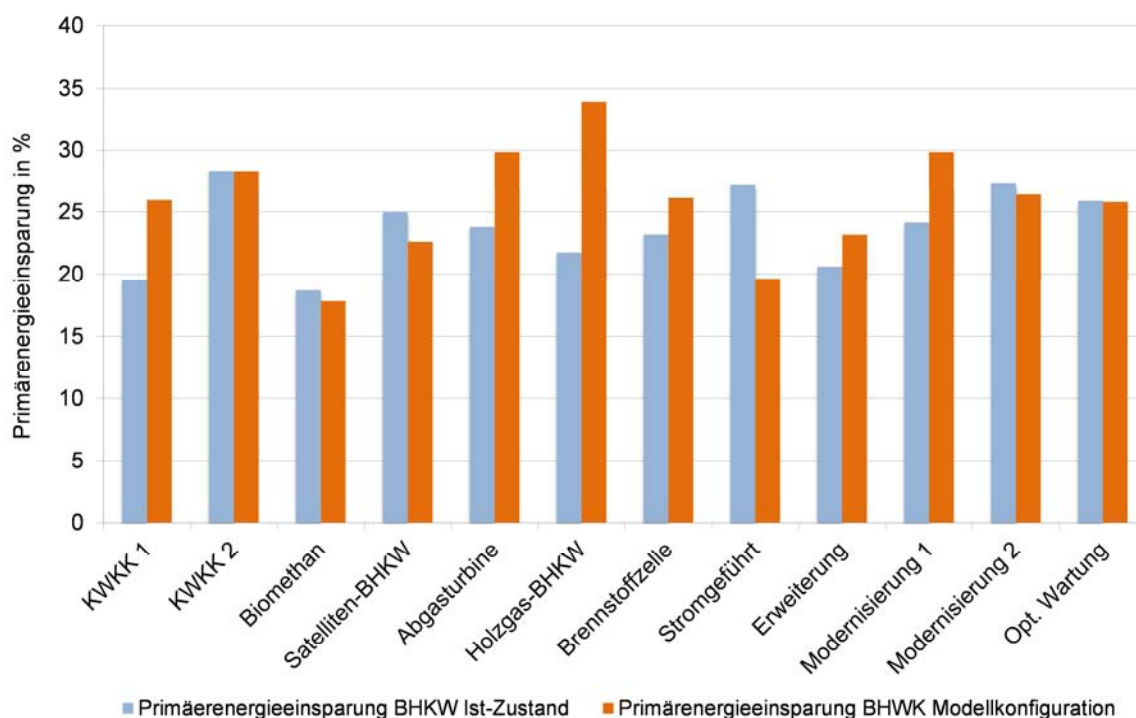


Abbildung 78: Primärenergieeinsparung für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen

¹² Die Werte für das Biogas Satelliten-BHKW beziehen sich auf 50 % KWK-Anteil, für die Modellkonfiguration Brennstoffzellen-BHKW wurde eine Förderung durch die NOW berücksichtigt

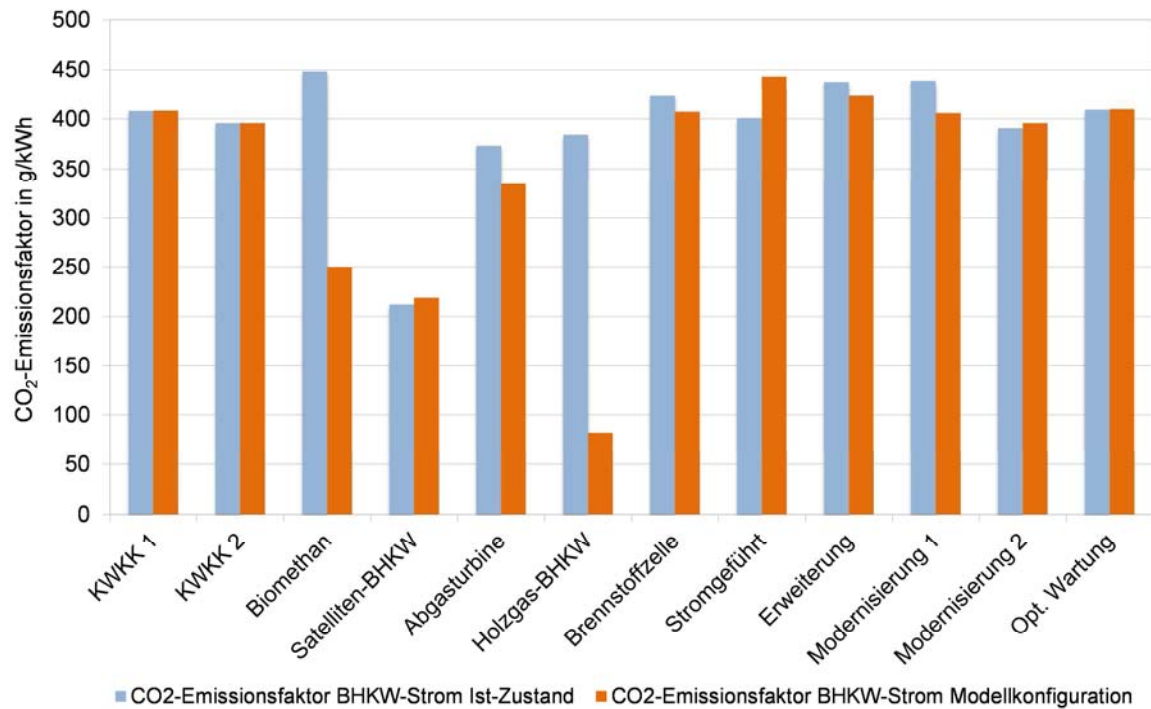


Abbildung 79: CO₂-Emissionsfaktoren des BHKW-Stroms für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen

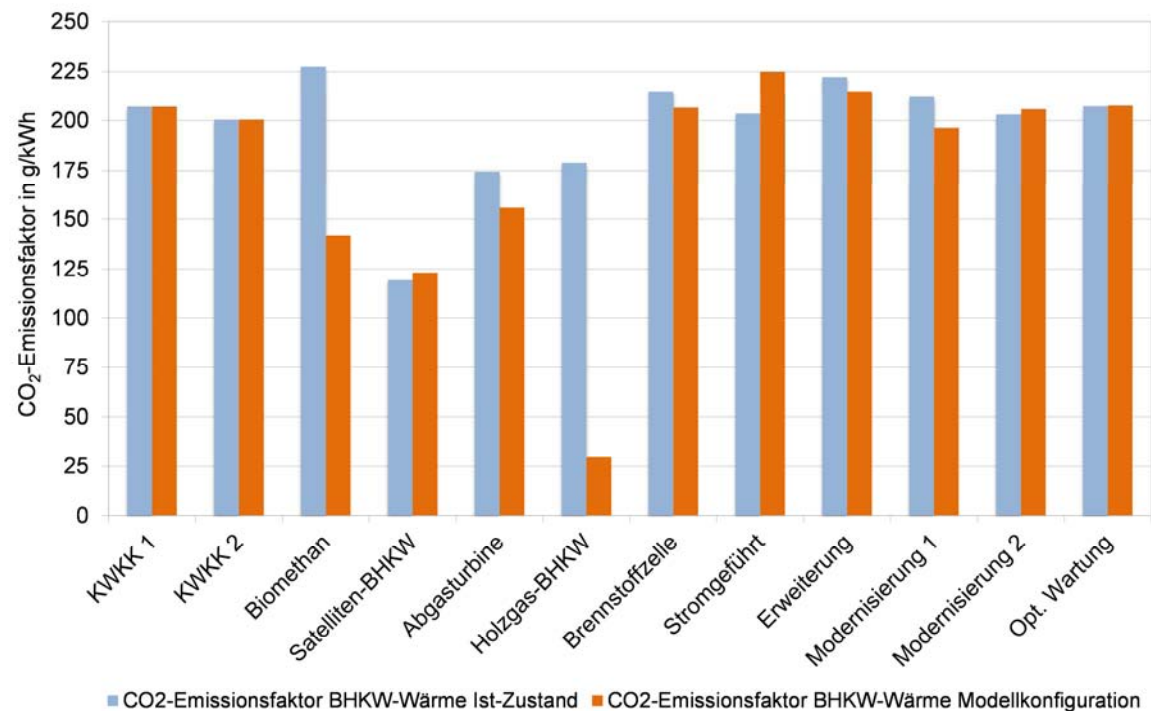


Abbildung 80: CO₂-Emissionsfaktoren der BHKW-Wärme für Ist-Zustand und Modellkonfiguration

Aus ökonomischer Sicht stellt die Mehrheit der Modellkonfigurationen ebenfalls eine Verbesserung dar, lediglich für die Modellkonfigurationen KWKK 1 stromgeführter Betrieb und Modernisierung Beispiel 2 ergeben sich höhere Energiegestehungskosten (Abbildung 81). Beide Konfigurationen können jedoch bei veränderten Rahmenbedingungen, z. B. sinkenden Gas- und steigenden Strompreisen, wirtschaftlich sein. Im Mittel über alle Modellkonfigurationen sinken die spezifischen Energiegestehungskosten von 4,42 Ct/kWh auf 4,02 Ct/kWh (vgl. Tabelle 34).

Die Modellkonfigurationen Modernisierung 1 und 2 zeigen deutlich, wie der Strompreis die Wirtschaftlichkeit vergleichbarer Anlagen beeinflusst. In beiden Fällen handelt es sich um Anlagen ähnlicher Leistung, die Anfang der 90er Jahre in Betrieb genommen wurden. Bei der Modellkonfiguration Modernisierung 1 wurden relativ hohe Stromgutschriften angesetzt, da der erzeugte Strom vollständig vom Betreiber selbst genutzt werden kann. In diesem Fall rechnet es sich, das vorhandene BHKW gegen ein neues Aggregat mit höherem elektrischem Wirkungsgrad auszutauschen. Bei Modernisierung 2 wird dagegen fast der gesamte erzeugte Strom in ein öffentliches Versorgungsnetz eingespeist, sodass nur EEX-Baseloadpreis zuzüglich des KWK-Zuschlags als Stromgutschrift angesetzt werden konnte. Hier empfiehlt es sich, das vorhandene BHKW so lange wie möglich weiterzubetreiben.

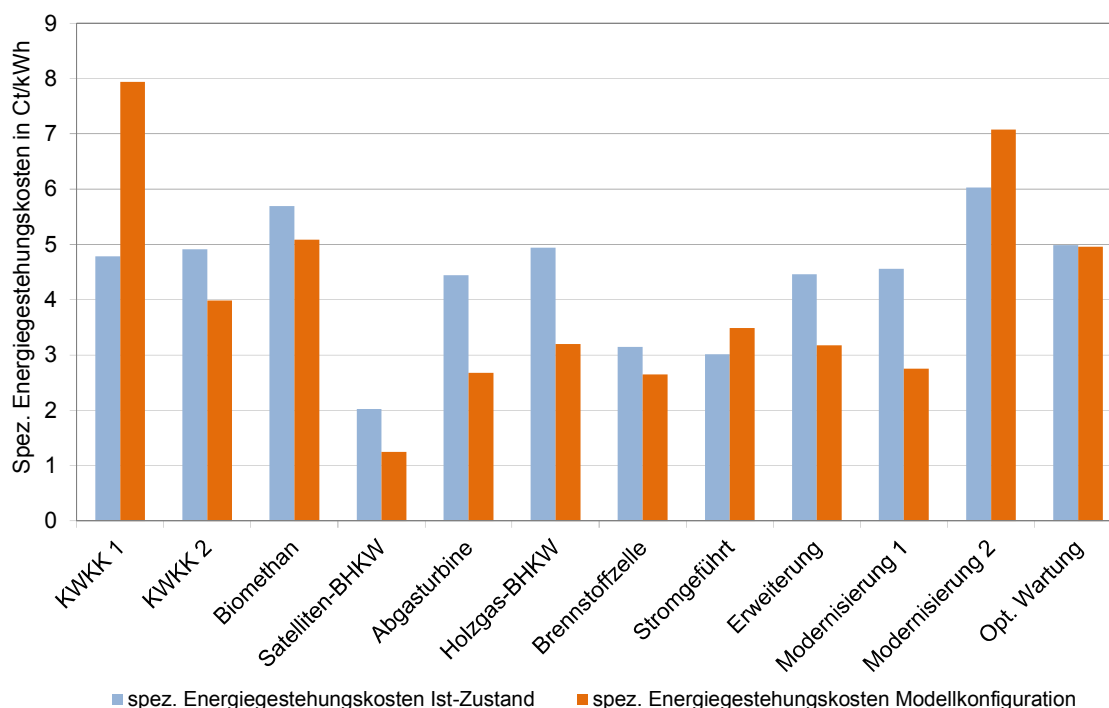


Abbildung 81: Spezifische Energiegestehungskosten für Ist-Zustand und Modellkonfigurationen

Tabelle 34: Verbesserungen durch die Modellkonfigurationen als Mittelwerte über alle Anlagen

	Ist-Zustand	Modellkonfiguration	Prozentuale Verbesserung
Primärenergieeinsparung	23,8 %	25,8 %	8,4 %
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	393,6 g/kWh _{el}	347,9 g/kWh _{el}	11,6 %
CO ₂ -Emissionsfaktor Wärme	197,6 g/kWh _{th}	176,2 g/kWh _{th}	10,8 %
Spez. Energiegestehungskosten	4,42 Ct/kWh	4,02 Ct/kWh	9,0 %

8 Fazit aus Datenauswertung und Modellkonfigurationen

Die Auslegung und Betriebsweise von Blockheizkraftwerken ist von einer Vielzahl von technischen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig, die sich von Fall zu Fall deutlich unterscheiden können. Allgemein gültige Richtlinien für die Auslegung lassen sich nur schwer definieren. Vor allem bei größeren Investitionssummen sollten daher immer unabhängige Berater und Fachplaner eingeschaltet werden, um eine auf den Einzelfall abgestimmte Anlagenkonfiguration zu entwickeln. Aus den Projektergebnissen lassen sich dennoch einige allgemeine Schlussfolgerungen ableiten, die für die Mehrzahl der Anwendungsfälle gelten:

Standortwahl für KWK-Anlagen

Der Transport von Wärme über weite Entfernungen ist meist mit höheren Verlusten und Kosten verbunden als der Transport von Strom und Brennstoffen. Nach Möglichkeit sollten KWK-Anlagen daher in der Nähe der Hauptwärmeabnehmer installiert werden, wobei hier durch Lärm, Immissionsbelastungen und erforderlichen Brennstofflieferverkehr Grenzen gesetzt sein können. Insbesondere für Biogas- oder Holzgasanlagen können daher Satelliten-BHKWs eine interessante Lösung darstellen. Die eigentliche Gaserzeugungsanlage befindet sich dabei an einem Standort, an dem keine Beeinträchtigung der Anwohner durch Geruch, Lärm oder Lieferverkehr stattfindet und genug Platz für die erforderliche Technik verfügbar ist. Das erzeugte Gas wird über eine eigene Gasleitung zu einem BHKW geleitet, das sich in unmittelbarer Nähe der Wärmeabnehmer befindet.

Dimensionierung von Blockheizkraftwerken

Die Dimensionierung von BHKW-Anlagen sollte sich grundsätzlich am Wärmebedarf der Liegenschaft orientieren und anhand der Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs erfolgen. Bei Blockheizkraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, ist aus wirtschaftlichen Gründen in der Regel eine größtmögliche Eigennutzung des erzeugten Stroms anzustreben, da für die Stromeinspeisung nach KWKG meist nur eine geringere Stromgutschrift erzielt wird, als die möglichen Einsparungen bei Stromeigennutzung. Die Dimensionierung der Anlage richtet sich daher in diesem Fall nach Wärme- und Strombedarf der Liegenschaft. Eine rein am Strombedarf orientierte Auslegung von Blockheizkraftwerken, ohne Nutzung der überschüssigen Wärme, ist in den meisten Fällen noch unwirtschaftlich, kann jedoch

in Zukunft aufgrund steigender Strompreisen und steigendem Bedarf an Regelenergie an Bedeutung gewinnen.

Bei Anlagen, die Anspruch auf Vergütung nach dem EEG haben, kann die Dimensionierung alleinig am Wärmebedarf der Liegenschaft ausgerichtet werden, da es hier meist wirtschaftlich vorteilhafter ist, den Strom zu 100 % ins öffentliche Netz einzuspeisen, als zur Eigenversorgung zu nutzen. Aufgrund steigender Strombezugspreise kann in den nächsten Jahren die Stromeigennutzung jedoch auch bei EEG-Anlagen zunehmend interessant werden. Eine Sonderstellung haben EEG-Anlagen, die in erster Linie zur Stromerzeugung betrieben werden, wie z. B. Biogas-BHKWs oder Biomasse-Heizkraftwerke, und meist ganzjährig mit konstanter Leistung betrieben werden. Die Wärmeauskopplung erfolgt hier orientiert am Bedarf der versorgten Objekte, die überschüssige Wärme wird ungenutzt abgeführt. Ohne jegliche Wärmenutzung sind allerdings auch diese Anlagen in der Regel unwirtschaftlich.

Hydraulische und reglungstechnische Einbindung

Die hydraulische Einbindung von Blockheizkraftwerken ist entscheidend für die korrekte Funktion des gesamten Heizungssystems. Im einfachsten Fall wird das Blockheizkraftwerk in den Rücklauf des Heizkessels eingebunden (Reihenschaltung). Diese Konfiguration eignet sich jedoch nur für konventionelle Kessel und Systeme mit hohen Vorlauftemperaturen. Sollen Niedertemperatur- und Brennwertkessel eingebunden werden, ist eine hydraulische Parallelschaltung anzuwenden. Diese Konfiguration eignet sich für die meisten Anwendungen und erlaubt die größte Flexibilität hinsichtlich der Einbindung verschiedener Wärmeerzeuger und Pufferspeicher, stellt jedoch erhöhte Anforderungen an das Regelungskonzept.

Für die meisten BHKW-Anlagen empfiehlt sich die Einbindung eines Pufferspeichers, um die Wärmeerzeugung zeitlich vom Wärmebedarf zu entkoppeln. Insbesondere im Sommerbetrieb oder in der Übergangszeit mit geringem Wärmebedarf können so erhöhter Verschleiß und Verluste durch häufigen An- und Abfahrbetrieb (Takten) des BHKWs vermieden werden. Bei BHKW-Anlagen die nur einen sehr kleinen Teil der Wärmelast (10 % bis 20 % der Wärmehöchstlast) abdecken kann dagegen oft auf einen Pufferspeicher verzichtet werden [ASUE 2007].

Um die Volumenströme der Wärmeerzeuger von denen auf der Verbraucherseite zu entkoppeln haben sich hydraulische Weichen bewährt. Der Rücklauf für die Blockheizkraftwerke sollte dabei sekundärseitig (Verbraucherseite) an die hydraulische Weiche angeschlossen werden, um das Überströmen von heißem Wasser aus dem

Kesselvorlauf in den BHKW-Kreis zu verhindern¹³. Bei schwierigen hydraulischen Verhältnissen und geringem verfügbaren Bauraum können Zortström-Verteiler eine interessante Alternative darstellen. Der Zortström-Verteiler vereint hydraulische Weiche, Vor- und Rücklaufverteiler in einem Bauteil und bildet den hydraulischen Nullpunkt des Systems. Durch eine mehrstufige Ausführung können verschiedenen Temperaturniveaus für unterschiedliche Wärmeerzeuger und Verbraucher dargestellt werden.

Die regelungstechnische Einbindung von Blockheizkraftwerken erfolgt bevorzugt mittels einer übergeordneten Zentralsteuerung, die z. B. in die Gebäudeleittechnik integriert werden kann. Die übergeordnete Steuerung legt die erforderlichen Vorlauftemperaturen fest und steuert unter Berücksichtigung des Ladezustands des Pufferspeichers die vorhandenen Wärmeerzeuger mit Vorrang für das BHKW an. Zur Deckung des Wärmebedarfs sollte vor Anforderung des BHKWs zunächst der Pufferspeicher entladen werden, um wieder Wärmespeicherkapazitäten zu schaffen. Die Anforderung der Kesselanlage sollte erst dann erfolgen, wenn der Wärmebedarf nicht mehr allein durch Pufferspeicher und BHKW gedeckt werden kann. Bei Anforderung des BHKWs sollte darauf geachtet werden, dass eine festgelegte Mindestlaufzeit (z. B. mehr als 1 Stunde) erreicht werden kann und die vom Hersteller angegebene zulässige Anzahl von Starts pro Tag nicht überschritten wird.

Energieeffizienz von Blockheizkraftwerken

Eine Steigerung der Effizienz wirkt sich praktisch immer positiv auf die Primärenergie- und CO₂-Bilanz sowie die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen aus. Grundsätzlich stellt dabei Strom das exergetisch und meist auch wirtschaftlich höherwertige Produkt dar. Eine Steigerung der elektrischen Effizienz und damit der Stromkennzahl von Blockheizkraftwerken geht jedoch meist mit überproportionalen Einbußen beim thermischen Wirkungsgrad einher, sodass elektrisch hocheffiziente Aggregate meist eine schlechtere Gesamteffizienz aufweisen als solche, die auf hohe thermische Wirkungsgrade optimiert wurden. Für Anwendungen, bei denen eine hohe Stromgutschrift erzielt werden kann, wie z. B. Anlagen mit Vergütungsanspruch nach EEG, werden diese Einbußen in Kauf genommen, da die Wirtschaftlichkeit in Summe dennoch steigt. Für Anwendungen, bei denen die Wärmeauskopplung im Vordergrund steht und nur eine geringe Stromgutschrift angesetzt werden kann, empfehlen sich

¹³ Dies gilt ebenso für die Abgaswärmetauscher von Brennwertkesseln

dagegen Aggregate, die einen möglichst hohen Gesamtwirkungsgrad erzielen, z. B. durch Brennwertnutzung.

Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit Sorptionskälteanlagen stellt eine interessante Option dar, um BHKW-Anlagen in den Sommermonaten besser auszulasten. Zudem kann anstelle von Strom die exergetisch weniger wertvolle Wärme für die Kälteerzeugung genutzt werden. Konventionelle BHKW-Anlagen können jedoch nur ein vergleichsweise niedriges Temperaturniveau für den Antrieb der Kälteanlage zur Verfügung stellen, sodass nur geringe Leistungszahlen von etwa 0,7 erreicht werden. Demgegenüber können hocheffiziente elektrisch angetriebene Kompressionskälteanlagen heute bereits Leistungszahlen von über 7 erreichen, sodass bei Betrachtung des Gesamtsystems die KWKK unter Umständen keine wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile mehr aufweist.

Hinzu kommt, dass Sorptionskälteanlagen für einen effizienten und wirtschaftlichen Betrieb eine äußerst sorgfältige Planung erfordern. Erreicht z. B. das BHKW die geplanten Vorlauftemperaturen nicht, kann die Leistungszahl der Kälteanlage deutlich sinken, ebenso wie im Teillast- oder modulierenden Betrieb bei stark schwankendem Kältebedarf. Ähnlich wie Blockheizkraftwerke sind auch Sorptionskälteanlagen in erster Linie Grundlastaggregate, die ihre Vorteile vor allem im Dauerbetrieb mit hoher Auslastung ausspielen.

Wirtschaftlich vorteilhaft kann die KWKK dann sein, wenn Wärme auf hohem Temperaturniveau günstig verfügbar ist (z. B. Abwärme aus Produktionsprozessen), die Brennstoffpreise für die BHKW-Wärmeerzeugung niedrig sind, oder die spezifischen Stromkosten für die alternative elektrische Kälteerzeugung hoch sind. Vorteile bei Primärenergie- und CO₂-Bilanz können sich ergeben, wenn im Blockheizkraftwerk regenerative Brennstoffe eingesetzt werden.

Brennstoffmix

Bei Liegenschaften mit hohem Wärme- aber niedrigem Strombedarf ist die mögliche Stromeigennutzung der begrenzende Faktor für die BHKW-Auslegung. In diesem Fall kann durch geschickte Aufteilung in fossil und regenerativ betriebene Blockheizkraftwerke der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung deutlich gesteigert werden. Die fossil betriebene Anlage deckt dabei, bei vollständiger Stromeigennutzung, einen Grundso-

ckel des Wärmebedarfs ab (Vergütung nach KWKG), während die regenerativ betriebene Anlage zu 100 % ins öffentliche Stromnetz einspeist (Vergütung nach EEG) und einen weiteren Großteil des Wärmebedarfs deckt, sodass die Kesselanlage lediglich die thermischen Leistungsspitzen bereitstellen muss.

Durch einen Brennstoffmix kann zudem das Risiko von Preissteigerungen gestreut und die Versorgungssicherheit erhöht werden. Der erhöhte Aufwand für die Beschaffung und ggf. Bevorratung eines zweiten Brennstoffs und den Betrieb eines weiteren Wärmeerzeugers ist im Einzelfall dagegen abzuwägen. Alternativ können zur Steigerung der Versorgungssicherheit Heizkessel mit Zweistoffbrennern und Blockheizkraftwerke mit Zündstrahlmotoren verwendet werden, die die Nutzung sowohl flüssiger als auch gasförmiger Brennstoffe erlauben.

Regenerative Brennstoffe

Durch die Umstellung von fossilen auf regenerative Brennstoffe lässt sich auch bei bestehenden Anlagen die CO₂-Bilanz deutlich verbessern, zudem können die attraktiven Vergütungssätze nach EEG in Anspruch genommen werden. Demgegenüber stehen die meist höheren Brennstoffkosten (z. B. bei Biomethan oder Pflanzenöl) oder eine aufwändige Anlagentechnik, wie etwa bei Biogas- und Holzvergasungsanlagen. Beim Wechsel auf einen regenerativen Brennstoff ist grundsätzlich die Erstinbetriebnahme des Generators maßgeblich für Höhe und Dauer der Vergütung. Für ein Erdgas-BHKW, das 2005 erstmals in Betrieb genommen wurde und 2012 auf Biomethan umgestellt wird, gelten demnach die Vergütungsregelungen nach EEG 2004 und die Vergütung wird bis 2026 gewährt (20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr). Aufgrund der schwer durchschaubaren Gesetzeslage ist bei geplanter Umstellung des Brennstoffs eine rechtliche Beratung im Vorfeld unbedingt empfehlenswert.

Modulare Erweiterung von KWK-Anlagen

Ein großer Vorteil von Blockheizkraftwerken ist die modulare Bauweise, wodurch sich die Anlage sowohl durch Zubau als auch Stilllegung einzelner Module flexibel an veränderte Wärmeabsätze anpassen lässt. Wird ein stufenweise steigender Wärmebedarf erwartet, z. B. durch abschnittweisen Ausbau einer Liegenschaft oder eines Fernwärmenetzes, empfiehlt es sich, die BHKW-Anlage nicht von vornherein auf die im Endausbau benötigte Leistung auszulegen, sondern stufenweise zu erweitern. Liegen zwischen der Inbetriebnahme der einzelnen Module mehr als 12 Monate, so

werden diese in den meisten Fällen¹⁴ sowohl nach KWKG, als auch nach EEG für die Vergütungsberechnung als eigenständige Anlagen betrachtet, sodass jeweils Anspruch auf den vollen Vergütungssatz ab 0 kW und die volle Dauer der Vergütungs- bzw. Zuschlagzahlung besteht. Werden dagegen alle Module binnen 12 Monaten installiert, richtet sich die Vergütung nach der kumulierten Leistung und die Dauer der Zahlungen nach der Inbetriebnahme des ersten Moduls.

Modernisierung von BHKW-Anlagen / Ersatzinvestition

Durch Modernisierung oder Austausch der vorhandenen Anlage können auch ältere Standorte vom aktuellen Stand der Technik und den aktuellen gesetzlichen Regelungen profitieren. So sind z. B. im KWKG explizit Förderungen für modernisierte Anlagen festgelegt (vgl. Tabelle 6). Hinzu kommt, dass die Förderung nach dem KWKG zeitlich begrenzt ist und in der Regel nicht die gesamte Lebensdauer einer KWK-Anlage abdeckt. Eine Vielzahl bestehender Anlagen erhält daher bereits keine KWK-Zuschlagszahlungen mehr, sodass eine Investition, die einen neuerlichen Anspruch auf Zuschlagszahlungen begründet, wirtschaftlich interessant sein kann.

Verbesserungen lassen sich vor allem in Bezug auf das Koppelprodukt Strom erreichen, einerseits durch die höheren elektrischen Wirkungsgrade moderner KWK-Anlagen, andererseits durch die aktuellen Förderungen nach dem EEG und dem KWKG, die jeweils auf den erzeugten Strom abzielen. Eine Modernisierung oder ein Austausch der vorhandenen Anlage ist daher umso interessanter je geringer die elektrischen Wirkungsgrade der Bestandsanlage im Vergleich mit aktuellen Aggregaten sind und je höher der durch die KWK-Anlage erzeugte Strom bewertet wird. Bei Anlagen, bei denen die Wirtschaftlichkeit vor allem durch die Wärmerzeugung bestimmt wird, wie z. B. KWK-Anlagen die in ein öffentliches Wärmenetz einspeisen und nur eine geringe Stromvergütung erhalten, kann dagegen eine möglichst gute Ausnutzung der vorhandenen Anlagen wirtschaftlicher sein.

In jedem Fall sollte von Zeit zu Zeit ein Abgleich mit den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen erfolgen, um festzustellen, ob sich durch eine Modernisierung wirtschaftliche Vorteile realisieren lassen, insbesondere wenn ohnehin größere Investitionen notwendig sind (z. B. Generalüberholung oder Behebung eines Schadens).

¹⁴ Eine Ausnahme stellen Biogasanlagen nach EEG 2012 dar. Hier werden unabhängig vom Inbetriebnahmedatum alle Module, die Gas aus derselben Gaserzeugungsanlage beziehen als eine Anlage betrachtet.

Alternative KWK-Konzepte

Als Standardlösung für KWK-Anlagen kleiner und mittlerer Leistung haben sich Verbrennungsmotor-Blockheizkraftwerke am Markt etabliert. Diese Anlagen sind vielfach erprobt, kostengünstig, robust und erreichen hohe Gesamtwirkungsgrade. Alternative KWK-Konzepte, wie Stirlingmotoren, Mikrogasturbinen oder Brennstoffzellen, konnten sich bisher allenfalls in Nischen durchsetzen.

Stirlingmotoren arbeiten mit äußerer Wärmezufuhr und können daher prinzipiell mit beliebigen Wärmequellen angetrieben werden, weisen aber nur geringe Wirkungsgrade und eine geringe Leistungsdichte auf. Zudem bestehen oft Probleme mit der Lebensdauer der Aggregate. Mikrogasturbinen zeichnen sich durch geringen Wartungsaufwand und ein hohes Temperaturniveau der Abwärme aus, was sie interessant für die Dampferzeugung und Prozesswärmebereitstellung macht, erreichen jedoch ebenfalls nur geringere elektrische Wirkungsgrade als vergleichbare Verbrennungsmotor-BHKWs.

Brennstoffzellen weisen mit ihren hohen elektrischen Wirkungsgraden und geringen Emissionen unbestreitbare Vorteile gegenüber klassischen Verbrennungsmotor-BHKWs auf, konnten sich jedoch aufgrund hoher Kosten für Investition, Wartung und Instandhaltung trotz weitreichender Förderprogramme bisher nicht am Markt etablieren. Dies gilt insbesondere für die preissensitive industrielle oder kommunale KWK. Neuere Konzepte für Brennstoffzellen-BHKW konzentrieren sich daher auf den Bereich der Mikro-KWK-Anlagen für private Einfamilien- oder kleine Mehrfamilienhäuser.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Blockheizkraftwerken werden zunehmend komplexer und für den Laien schwerer zu durchschauen. Neben den Regelungen des KWKG und EEG spielen dabei auch Fragen nach der Abgrenzung der Strom- und Wärmeerzeugung eine Rolle, da hier je nach Betreibermodell evtl. Abgaben wie die Stromsteuer oder EEG-Umlage fällig werden, die die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen können. Eine Beratung durch Experten, wie etwa spezialisierte Planer, Juristen, Wirtschaftsprüfer oder Umweltgutachter (bei EEG-Anlagen), ist daher insbesondere bei größeren Investitionen und komplexen Betreibermodellen unbedingt empfehlenswert.

9 Handlungsempfehlungen für Planung und Betrieb

9.1 Handlungsempfehlungen für bestehende Anlagen

Ausgehend von den Projektergebnissen lassen sich folgende 10 Schritte zur Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von bestehenden BHKW-Anlagen vorschlagen. Je nach Ausgangslage können dabei einzelne Schritte entfallen oder bei Bedarf ausführlicher oder knapper bearbeitet werden. Unverzichtbare Basis für alle Optimierungsschritte sind klar verteilte Zuständigkeiten für die BHKW-Anlage und belastbare Daten zu den monatlichen und jährlichen Energieumsätzen. Die Schritte 1 bis 3 können in der Regel durch das Betreiberpersonal vor Ort bearbeitet werden, für die Schritte 4 bis 10 werden technische, betriebswirtschaftliche und rechtliche Fachkenntnisse benötigt, die ggf. die Einschaltung externer Berater erforderlich machen.

Schritt 1: Zuständigkeiten klären

Oftmals sind die Verantwortlichkeiten und Kompetenzen bei der Betreuung von BHKW-Anlagen nicht klar geregelt. Im Sinne eines möglichst reibungslosen Anlagenbetriebs ist nach Möglichkeit das technische Personal vor Ort in die Anlagenbetreuung einzubinden und mit entsprechenden Kompetenzen, z. B. zur Bestellung von Ersatzteilen oder Beauftragung von Reparatur- und Wartungsarbeiten, auszustatten. Je nach Qualifikation ist eine Schulung oder zumindest Einweisung des Betreuungspersonals vorzunehmen.

Schritt 2: Vorhandene Zähler prüfen und ggf. ergänzen

Zunächst sollte geprüft werden ob alle relevanten Zähler vorhanden sind (Brennstoffzähler, Stromzähler, Wärmemengenzähler), die Zähler geeicht sind und die Eichung noch gültig ist, die Zähler korrekt arbeiten und die Ablesewerte plausibel sind. Ebenfalls überprüft werden muss, ob ggf. notwendige Umrechnungsfaktoren, z. B. von Betriebskubikmeter auf Normkubikmeter oder die Korrektur der Wärmekapazität bei Wasser-Glykol-Mischungen, richtig berücksichtigt werden. Gegebenenfalls sind Zähler auszutauschen oder nachzurüsten.

Um die Messgenauigkeit zu erhöhen und Fehler bei der Erfassung des Brennstoffbedarfs zu vermeiden, können Gaszähler mit Temperaturkompensation oder integrierter Temperatur- und Druckmessung mit automatischer Datenübertragung an die Gebäu-

deleitetchnik verwendet werden. Für flüssige Brennstoffe sind ebenfalls Zähler oder Tankstandsanzeigen vorzusehen, wobei hier auf eine Temperatur- und Druckkompensation in der Regel verzichtet werden kann. Besonders anspruchsvoll ist die Ermittlung des Brennstoffbedarfs bei festen Brennstoffen schwankender Qualität, wie z. B. Biomasse-Hackschnitzel. Hier sind neben dem volumetrischen oder gravimetrischen Verbrauch auch noch die Schüttdichte und der Wassergehalt zu ermitteln, wenn man möglichst exakte Werte erhalten will. Für die Umrechnung der Brennstoffmenge in die Brennstoffenergie sind vorzugsweise die Heiz- und Brennwerte nach den jeweils aktuellen Angaben des Lieferanten anzusetzen. Bei Brenngasen können diese Werte in der Regel der Abrechnung des Energieversorgers entnommen werden, bei flüssigen und festen Brennstoffen können sie entsprechenden Normen entnommen werden (z. B. DIN 51603 für Heizöl, DIN 51605 für Rapsöl, DIN 51731 für Holzpellets). Gegebenenfalls können die Werte durch eigene Analysen stichprobenartig überprüft werden.

Bei der Erfassung von elektrischen und thermischen Energiemengen ist darauf zu achten, dass der Zähler für die jeweilige Anwendung geeignet ist (z. B. Spannung, Strombelastbarkeit, Durchfluss- und Temperaturbereich, Messgenauigkeit). In vielen Fällen empfehlenswert, aber meist nicht vorhanden, ist ein Zähler für den elektrischen Eigenverbrauch. Hier besteht teilweise noch erhebliches Optimierungspotential durch Reduzierung des Eigenbedarfs für Nebenaggregate wie Pumpen und Lüfter, das aufgrund fehlender Informationen aber nicht ausgeschöpft wird.

Schritt 3: Datenaufzeichnungen prüfen und auswerten

Es ist zu prüfen, ob alle vorhandenen Zähler abgelesen werden, die Ablesewerte plausibel sind und alle relevanten Kennzahlen (elektrischer und thermischer Nutzungsgrad, Vollbenutzungsstunden,...) gebildet werden. Die Zählerwerte der übrigen Energiesysteme (Heizkessel, Kälteanlagen,...) sollten ebenfalls erfasst werden. Es empfiehlt sich ein Monitoringkonzept zu erstellen und eine oder mehrere verantwortliche Personen mit der Anlagenüberwachung zu betrauen. Die Daten sollten nach Möglichkeit mindestens monatlich erfasst werden. Für die Auswertung empfehlen sich standardisierte Berechnungsvorlagen und eine grafische Auswertung mittels eines Tabellenkalkulationsprogramms.

Schritt 4: Rechtliche Rahmenbedingungen prüfen

Prüfen ob die gesetzlichen Möglichkeiten zur KWK-Förderung optimal ausgenutzt werden. Wird z. B. die Energiesteuer rückgefordert? Besteht Anspruch auf KWK-Zuschlag oder EEG-Vergütung? Können weitere Vergünstigungen in Anspruch genommen werden, wie z. B. die Entlastung von der Stromsteuer oder der EEG-Umlage?

Schritt 5: Serviceverträge prüfen

Ist der bisherige Serviceanbieter für das BHKW-Modul zuverlässig und werden Wartungen und Reparaturen vorrauschauend und zügig erledigt? Liegen die Kosten für den Servicevertrag und Generalüberholungen im marktüblichen Rahmen? Werden unter Umständen nicht vereinbarte Zusatzkosten abgerechnet? Kann ein Teil der Wartungsarbeiten (z. B. Ölwechsel) eventuell durch eigenes Personal durchgeführt werden? Es wird empfohlen Kostenvergleiche durchführen, z. B. mit den Werten nach ASUE BHKW-Kenndaten [ASUE 2011].

Schritt 6: Betreibermodell überprüfen

Prüfen ob das Betreibermodell (z. B. Wärmeliefer- oder Energieeinsparcontracting) noch den aktuellen Erfordernissen entspricht. Beispielsweise kann die Wartung und Betriebsführung als Contractinglösung an Dritte vergeben werden, um Kosten und Personal einzusparen. Umgekehrt können eventuell Anlagen aus einem Contractingmodell abgelöst und selbst betrieben werden, wenn die bestehenden Verträge auslaufen. Dabei ist jedoch insbesondere die Abgrenzung der Strom- und Wärmeerzeugung zu beachten, da beim Contracting evtl. eine Lieferung an Letztverbraucher vorliegt, auf die entsprechende Abgaben (Stromsteuer, EEG- und KWKG-Umlage) abzuführen sind.

Aufgrund der weitreichenden betriebswirtschaftlichen, rechtlichen und steuerlichen Fragestellungen im Zusammenhang mit Betreibermodellen ist die Hinzunahme von Fachleuten unbedingt empfehlenswert. Ansprechpartner hierfür sind z. B. der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., spezialisierte Rechtsanwalts- oder Wirtschaftsprüfer-Sozietäten und im Fall von EEG-Anlagen auch Umweltgutachter.

Schritt 7: Anlagenauslegung prüfen

Anhand der Datenaufzeichnungen und Zählerwerte kann die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs erstellt und die Anlagenauslegung überprüft werden. Erreicht das BHKW die nach der Jahresdauerlinie möglichen Vollbenutzungsstunden? Wenn nein, was sind die Gründe hierfür? Besteht evtl. Potential die BHKW-Auslastung zu erhöhen? Kann evtl. ein zweites Modul eingebunden werden oder ist das bisherige Modul bereits zu groß dimensioniert?

Schritt 8: Hydraulische und regelungstechnische Einbindung prüfen

Prüfen ob durch die hydraulische Einbindung sichergestellt ist, dass das BHKW stets vorrangig betrieben werden kann und ob weitere Wärmeerzeuger (z. B. Brennwärgekessel) und Pufferspeicher korrekt eingebunden sind. Abgleich des tatsächlichen Betriebs mit den Auslegungsdaten. Wird die prognostizierte Auslastung des Blockheizkraftwerks erreicht? Überprüfung der Kesselregelung und Abstimmung der Regelung auf das BHKW, sodass beispielsweise zu hohe Rücklauftemperaturen verhindert werden. Gegebenenfalls empfiehlt sich die Nachrüstung einer übergeordneten Regelung, die z. B. in die Gebäudeleittechnik integriert werden kann.

Schritt 9: Umstellung der Betriebsweise und des Brennstoffs prüfen

Prüfen ob ggf. eine Umstellung der Betriebsweise, z. B. auf stromgeführten oder stromorientierten Betrieb, sinnvoll ist. Prüfen ob durch einen Wechsel des Brennstoffs Kosten eingespart oder günstigere Vergütungsregelungen in Anspruch genommen werden können (z. B. Umstellung von Erdgas auf Biomethan). Evtl. kann der erzeugte Strom auch zu besseren Konditionen direkt an angrenzende Letztverbraucher geliefert werden. Ein Wechsel des Brennstoffs kann neben einer besseren Stromgutschrift auch für den Wärmeabsatz neue Optionen eröffnen. So lässt sich z. B. in einem Fernwärmenetz durch Einsatz von Biomethan der Primärenergiefaktor verbessern, was die angebotene Wärme für die Kunden attraktiver macht, die Anforderungen nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) oder dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) erfüllen müssen.

Schritt 10: Alternative Anlagenkonfigurationen prüfen

Unter Umständen treffen die Annahmen, die bei der Planung von BHKW-Anlagen getroffen wurden, nicht mehr zu, weil sich die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen verändert haben. In diesem Fall ist zu prüfen, ob durch eine alternative Anlagenkonfiguration, eine Modernisierung oder eine Neuanlage wirtschaftliche Vorteile realisierbar sind, oder ob die bestehende Anlage noch weiterbetrieben werden soll. Idealerweise findet diese Überprüfung periodisch mehrmals über die Lebensdauer der Anlage oder bei einer Veränderung maßgeblicher Gesetze, wie z. B. des EEG oder KWKG, statt. Eine mögliche Strategie ist auch, die BHKW-Anlage modular an Veränderungen anzupassen, z. B. durch ein Satelliten-BHKW bei Biogasanlagen oder die Erweiterung um zusätzliche Module nach dem KWKG (vgl. entsprechende Modellkonfigurationen).

9.2 Handlungsempfehlungen für Neuanlagen

Blockheizkraftwerke sind komplexe und teure Energiesysteme, die für eine bestmögliche Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit einer fundierten Planung bedürfen. Ausgehend von den Projektergebnissen und den oben dargestellten Handlungsempfehlungen für Bestandsanlagen werden hier 9 Schritte zur Qualitätssicherung bei Planung und Bau von neuen BHKW-Anlagen vorgeschlagen. Je nach Komplexität der Anlage und Höhe der Investition können die einzelnen Schritte knapper oder ausführlicher bearbeitet werden. In jedem Fall sollten besonders in den ersten Planungsphasen unabhängige Fachberater hinzugezogen werden. Dies kann sich bereits bei kleinen BHKW-Anlagen lohnen, z. B. in Form eines Beratungsgesprächs, und ist bei größeren Anlagen und entsprechenden Investitionssummen umso empfehlenswerter.

Schritt 1: Ermittlung des Energiebedarfs der zu versorgenden Liegenschaft

Grundlage jedes Energieversorgungskonzepts ist die möglichst detaillierte Kenntnis des Energiebedarfs und der Energielastprofile für die betreffende Liegenschaft. Bei bestehenden Gebäuden lassen sich diese Daten aus dem bisherigen Energiebedarf ableiten, bei Neubauten müssen sie in der Regel berechnet werden, z. B. im Rahmen einer Gebäudesimulation oder Wärmebedarfsberechnung. Für die Auslegung von Blockheizkraftwerken empfiehlt sich die Darstellung des thermischen Lastprofils als geordnete Jahresdauerlinie, anhand derer sich die Wärmeerzeuger einfach auslegen lassen (vgl. Abschnitt 4.2). Soll das BHKW zur Eigenstromversorgung genutzt werden, ist zusätzlich zum thermischen auch das elektrische Lastprofil zu beachten. Hinzu kommen ggf. Daten zum Kältebedarf, um Systeme zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung dimensionieren zu können. Wichtig ist es in jedem Fall auch, die benötigten Vor- und Rücklauftemperaturen zu kennen, um die BHKW-Konfiguration darauf abstimmen zu können.

Schritt 2: Entwicklung eines Energieversorgungskonzepts mit verschiedenen Varianten und Festlegung der Rolle des BHKWs

Für eine fundierte BHKW-Auslegung sollten stets mehrere mögliche Varianten mit verschiedenen Anlagenkonfigurationen entwickelt werden. Randbedingungen sind dabei zum einen die räumlichen Verhältnisse (Verfügbarkeit leitungsgebundener Energieträger, Platzbedarf für BHKW, Brennstofflager und Pufferspeicher), zum an-

deren die technischen Anforderungen und die Rolle, die das BHKW bei der Energieversorgung spielen soll. Denkbar sind verschiedene Auslegungskriterien, z. B. eine reine Wärmeversorgung, zusätzlich eine Kälteversorgung über KWKK, strom- oder wärmegeführter Betrieb, ein möglichst hoher Anteil erneuerbarer Energien oder möglichst hohe Kosteneinsparungen. Für die Konzeptphase empfiehlt es sich, einen unabhängigen Berater hinzuzuziehen, der nicht an bestimmte Technologien oder Hersteller gebunden ist und kein finanzielles Interesse an Lösungen mit möglichst hohem Investitionsvolumen hat (keine Abrechnung prozentual nach Investitionssumme). Es kann, insbesondere für kleine Anlagen, ein gangbarer Weg sein, die Planung den BHKW-Herstellern oder Installateuren zu überlassen. Dies ist jedoch nicht immer unproblematisch, da in diesem Fall keine unabhängige Beratung gewährleistet ist.

Schritt 3: Wirtschaftliche und ökologische Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsvarianten und Ermittlung der Vorzugsvariante

Zur wirtschaftlichen Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsvarianten werden in der Regel die spezifischen Energiegestehungskosten nach dem in VDI-Richtlinie 2067 festgelegten Annuitätenverfahren herangezogen. Dabei werden die Energievollkosten über einen festgelegten Betrachtungszeitraum ermittelt und auf die bereitgestellte Energiemenge bezogen, wobei Gutschriften für eingespeisten oder selbst genutzten Strom als Einnahmen gerechnet werden. Änderungen der Brennstoffpreise oder Stromgutschriften können in die Energievollkosten eingerechnet werden, was die Berechnung jedoch schwer nachvollziehbar macht. Besser ist die gesonderte Berücksichtigung von Preisänderungen über eine Sensitivitätsanalyse, in der der Einfluss verschiedener Parameter auf die spezifischen Energiegestehungskosten untersucht wird.

Die ökologische Bilanzierung kann im einfachsten Fall anhand von CO₂-Emissionsfaktoren und einer primärenergetischen Bewertung erfolgen (siehe Abschnitt 3.2.2 und 3.2.3), was eine weitestgehend standardisierte Vorgehensweise ist. In komplexeren Fällen kann die Bilanzierung auf andere ökologisch relevante Parameter ausgeweitet werden, wobei der Aufwand hierfür jedoch nur bei sehr großen KWK-Anlagen oder großen Stückzahlen (z. B. in Form einer Produktzertifizierung) gerechtfertigt sein dürfte. Im Rahmen von Genehmigungsverfahren kann bei größeren Anlagen auch ein schalltechnisches Gutachten und eine Ausbreitungsrechnung für Luftschadstoffe nach TA Luft erforderlich sein.

Die Festlegung der Vorzugsvariante hängt davon ab, welche der betrachteten Systemkonfigurationen die jeweiligen Anforderungen am besten erfüllt. So kann auch eine wirtschaftlich nachteilige Variante für die Umsetzung ausgewählt werden, beispielsweise weil sie eine höhere Versorgungssicherheit bietet oder eine günstigere CO₂-Bilanz aufweist.

Schritt 4: Prüfung zusätzlicher Fördermöglichkeiten für die Vorzugsvariante und ggf. Anpassung des Konzepts

In manchen Fällen ist es möglich, neben den gängigen Förderungen nach dem EEG oder KWKG zusätzliche Förderungen für die Errichtung von BHKW-Anlagen in Anspruch zu nehmen, beispielsweise Fördermittel der Nationalen Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für Brennstoffzellen-BHKWs oder Gelder einzelner Landesministerien für besonders innovative Technologien. Hier sollte in jedem Fall ein erfahrener Berater hinzugezogen werden, der die relevanten Förderprogramme kennt und die BHKW-Konfiguration darauf abstimmen kann.

Schritt 5: Entwicklung eines Betreibermodells und ggf. Anpassung des Konzepts

In vielen Fällen werden BHKW-Anlagen von Betreibern installiert, deren originäre Aufgabe nicht die Energiebereitstellung ist und die kein Fachpersonal dafür beschäftigen, wie z. B. in Krankenhäusern, Schulen oder Verwaltungsgebäuden. Für diese Anwendungen können Contracting-Modelle sinnvoll sein, bei denen typischerweise ein Energieversorgungsunternehmen die Errichtung und den Betrieb der BHKW-Anlage übernimmt und Wärme und/oder Strom an die Betreiber der Liegenschaft liefert. Dabei ist die Abgrenzung der Strom- und Wärmerzeugung zu beachten, da hier evtl. eine Lieferung an Letztverbraucher vorliegen kann, auf die entsprechende Abgaben (Stromsteuer, EEG- und KWKG-Umlage) fällig werden.

Wegen der Vielzahl an Contractingmodellen und der zahlreichen damit zusammenhängenden betriebswirtschaftlichen, steuerlichen und rechtlichen Fragestellungen sollten hierfür unabhängige Experten (Juristen, Wirtschaftsprüfer, Umweltgutachter) hinzugezogen werden.

Schritt 6: Technische Detailplanung und Ausschreibung

In einfachen Fällen und für kleinere BHKW-Anlagen haben die BHKW-Anlagenhersteller standardisierte Lösungen zur Einbindung der Module im Angebot, sodass die Hinzunahme eines Planungsbüros nicht unbedingt erforderlich ist. Bei komplexeren Anlagen und insbesondere bei der Neuplanung von ganzen Energiesystemen sollte jedoch in jedem Fall ein im BHKW-Bereich erfahrener Fachplaner beauftragt werden, der auch die nachfolgende Bauüberwachung übernehmen kann. Insbesondere bei größeren Anlagen mit hohem Investitionsvolumen sollte auch für die Erstellung der Ausschreibungstexte und Bewertung der abgegebenen Angebote ein Berater oder Planer eingebunden werden. Die Kosten sollten stets mit Marktdurchschnittspreisen, z. B. nach ASUE BHKW Kenndaten [ASUE2011], verglichen werden, um überteuerte Angebote auszuschließen.

Schritt 7: Begleitung und Überwachung der Bauphase

Blockheizkraftwerke sind technisch komplex und erfordern Fachwissen aus Maschinenbau, Heizungs- und Elektrotechnik, sodass viele Heizungsbaufirmen, die keine Erfahrung in diesem Bereich haben, schnell an ihre Grenzen stoßen. Es empfiehlt sich daher, spezialisierte Fachfirmen hinzuzuziehen oder einen Generalunternehmer zu beauftragen, der auch die Bauleitung übernimmt. Die Errichtung und Einbindung kleinerer BHKW-Anlagen kann in der Regel auch unproblematisch durch den Anlagenhersteller selbst übernommen werden. In jedem Fall ist die fachgerechte Durchführung der Arbeiten durch einen erfahrenen Fachmann zu kontrollieren und zu dokumentieren, um späteren Problemen vorzubeugen.

Schritt 8: Probetrieb und Abnahme

Vor Abnahme der BHKW-Anlage sollte stets ein Probetrieb vereinbart werden, um technische Mängel frühzeitig zu erkennen und Nachbesserungen zu ermöglichen. Die zugesicherten technischen Spezifikationen, z. B. Leistungswerte und Emissionen, sind nach Möglichkeit im Rahmen einer Abnahmemessung im Beisein des Anlagenherstellers zu überprüfen. Die Ergebnisse der Abnahmemessung sind als Referenz zu protokollieren.

Schritt 9: Monitoring der Anlage im Regelbetrieb

Nach der Abnahme kann der BHKW-Regelbetrieb aufgenommen werden. Es empfiehlt sich, abgestimmt mit dem Hersteller, ein Monitoring- und Wartungskonzept zu entwickeln. Vielfach existieren hierfür bereits standardisierte Lösungen. Insbesondere in der ersten Heizperiode empfiehlt sich die engmaschige Überprüfung der Leistungs- und Betriebsdaten und die Überwachung der BHKW-Betriebsstoffe, wie z. B. Schmieröl und Kraftstoff. Schmierölanalysen geben Aufschluss über Ölalterung und Motorverschleiß und sollten in der Anfangsphase zur Erkennung von vorzeitigem Motorenverschleiß, z. B. aufgrund von Fertigungsfehlern, und zur Bestimmung der Ölwechselintervalle in kurzen Abständen durchgeführt werden. Gegebenenfalls sind die vom Hersteller angegebenen Wartungsintervalle dann entsprechend den Ergebnissen der Analyse anzupassen. Für kleinere und mittlere BHKW-Anlagen reicht nach der ersten Heizperiode in der Regel eine monatliche Erfassung der Zählerstände aus, bei größeren Anlagen kann je nach Betriebsweise eine engmaschigere Überwachung notwendig sein, wie z. B. die Erfassung des elektrischen Lastgangs als Viertelstundenwerte.

Literaturverzeichnis

- [ASUE 2007] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): *Einbindung von kleinen und mittleren Blockheizkraftwerken / KWK-Anlagen*. Kaiserslautern, 2007.
- [ASUE 2011] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt a.M., 2011.
- [BKWK2005] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.: *Hinweise und Empfehlungen zur Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen von aus KWK-Anlagen eingespeistem Strom im Rahmen der Stromkennzeichnungspflicht*. 1.12.2005.
- [EuroHeat 2007] *Optimierung der Hydraulik in Nahwärmenetzen*. Zortström-Technologie in Nahwärmeversorgung. Artikel in EuroHeat&Power, Jg. 36, Nr. 12, 2007.
- [Heinl 2011] Heinl, Wolfgang: *Heizungs-Hydraulik bleibt auch bei Teillast im Gleichgewicht*. Artikel in HLH, Jg. 62, Nr. 6, 2011.
- [Henning 2009] Henning, Hans-Martin et.al.: *Kühlen und Klimatisieren mit Wärme*. Karlsruhe, 2009.
- [IKZ 2007] *Hydraulik für regenerative Energien*. Artikel in IKZ-Fachplaner, Heft 10, 2007.
- [IKZ 2009] *Hydraulischer Nullpunkt ordnet Heizwasserströme*. Artikel in IKZ-Haustechnik, Heft 10, 2009.
- [Loibl 2011/1] Loibl, Helmut et.al.: *Biogasanlagen im EEG*. Berlin 2011.
- [Loibl 2011/2] Loibl, Helmut: EEG 2012 – *Änderungen aus der Gesetzesnovellierung für zukünftige und Auswirkungen auf bestehende Biogasanlagen*. Vortrag im Rahmen der Veranstaltung „Chancen und Nutzen Erneuerbarer Energien in der Region Weserbergland plus“ am 16.09.2011.
- [Mauch 2010] Mauch, W. et.al.: *Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 55, Heft 9, 2010.

- [Suttor 2009] Suttor, Wolfgang: *Blockheizkraftwerke – Ein Leitfaden für Anwender*. Karlsruhe, 2009.
- [VDI 2003/1] VDI 4660, Bl.2: *Ermittlung zielenergiebezogener Emissionen bei der Energiewandlung*. Mai 2003.
- [VDI 2003/2] VDI 4661: *Energiekenngrößen. Definitionen – Begriffe – Methodik*. September 2003.

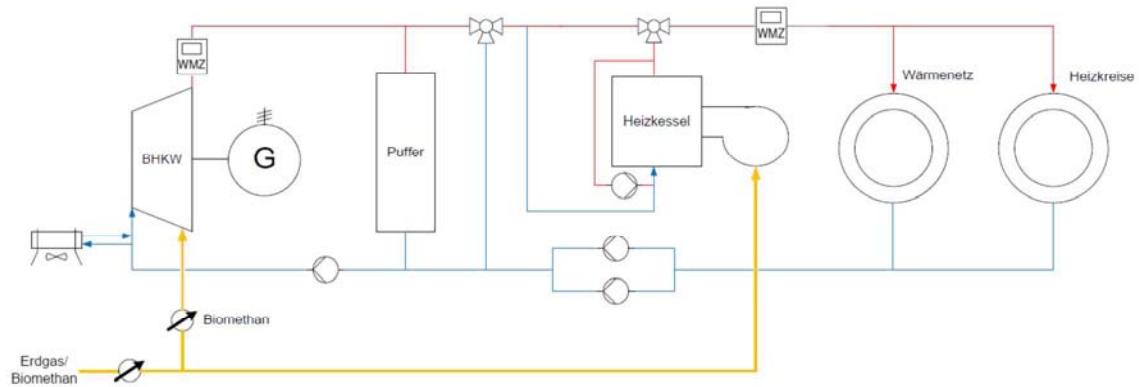
Anhang A1 – Checklisten für Planung und Betrieb von BHKWs

Checkliste BHKW-Bestandsanlagen	
1) Zuständigkeiten klären	Wer ist für welche Aufgaben (Betrieb, Datenaufzeichnung und Datenauswertung, Wartung, Einkauf, Buchhaltung,...) zuständig?
2) Vorhandene Zähler prüfen und ggf. ergänzen	Sind alle relevanten Zähler (Strom, Wärme, Brennstoff) vorhanden und funktionsbereit? Sind die Zähler für die Messaufgabe geeignet und kalibriert bzw. geeicht?
3) Datenaufzeichnung prüfen und auswerten	Werden die Zähler korrekt und regelmäßig abgelesen? Werden die Daten ausgewertet Kennzahlen zum Abgleich mit den Auslegungsdaten (Nutzungsgrade, Vollbenutzungsstunden,...) gebildet?
4) Rechtliche Rahmenbedingungen prüfen	Werden die gesetzlichen Fördermöglichkeiten (EEG, KWKG, Steuerentlastungen) voll ausgenutzt und die relevanten rechtlichen Regelungen eingehalten?
5) Serviceverträge prüfen	Werden die Wartungsarbeiten schnell und zuverlässig erledigt? Liegen die Kosten im Rahmen (Vergleich z. B. mit ASUE BHKW-Kennwerten)? Können Wartungsarbeiten selbst übernommen werden?
6) Betreibermodell prüfen	Entspricht das Betreibermodell noch den aktuellen Erfordernissen? Bringt ein Contractingmodell Vorteile? Aufgrund der komplexen wirtschaftlichen und rechtlichen Fragestellungen sollten hier Fachleute hinzugezogen werden.
7) Anlagenauslegung prüfen	Entsprechen die Betriebsdaten den ursprünglichen Zielwerten? Wird die prognostizierte BHKW-Auslastung und Verfügbarkeit erreicht?
8) Hydraulische und regelungstechnische Einbindung prüfen	Wird das BHKW vorrangig betrieben und ein evtl. vorhandener Pufferspeicher sinnvoll genutzt? Erhält das BHKW zu hohe Rücklaufemperaturen? Kann durch Optimierung von Hydraulik und Regelung die BHKW-Auslastung erhöht werden (ggf. Nachrüstung einer übergeordneten Regelung)? Entspricht die hydraulische Einbindung den Erfordernissen der Wärmeerzeuger (Reihenschaltung, Parallelschaltung)?
9) Umstellung der Betriebsweise und des Brennstoffs prüfen	Bringt eine Umstellung der Betriebsweise (wärmegeführt, stromgeführt, Mischbetrieb) oder ein Wechsel des Brennstoffs und des Stromvergütungssystems (KWKG, EEG) Vorteile?
10) Alternative Anlagenkonfigurationen prüfen	In vielen Fällen verändern sich die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen über die Lebensdauer der BHKW-Anlage erheblich. Daher sollte periodisch geprüft werden, ob evtl. eine alternative Anlagenkonfiguration unter den aktuellen Rahmenbedingungen Vorteile bringt. Dies gilt insbesondere bei maßgeblichen Gesetzesänderungen, wie z. B. des EEG oder KWKG.

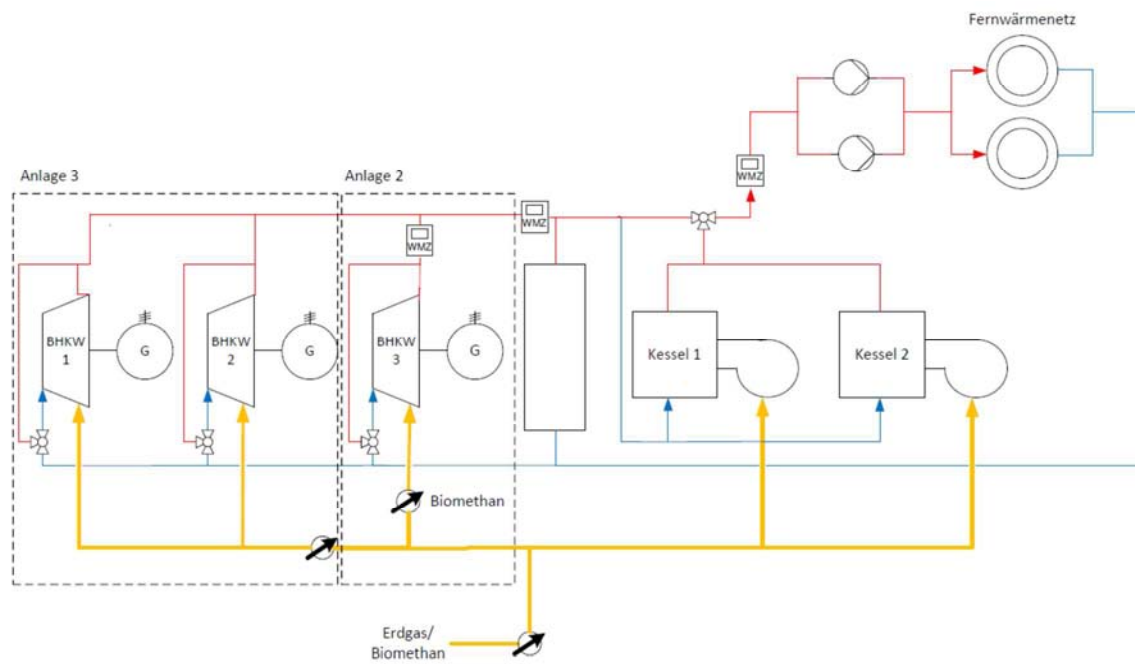
Checkliste Neuplanung von BHKW-Anlagen	
1) Ermittlung des Energiebedarfs	Ermittlung des Wärme- sowie ggf. Strom- und Kältebedarfs des zu versorgenden Objekts und der entsprechenden Lastgänge. Erstellung der thermischen Jahresdauerlinie und ggf. Jahresdauerlinien für Strom- und Kältebedarf.
2) Entwicklung des Energieversorgungskonzepts	Entwicklung verschiedener Energieversorgungsvarianten unter Berücksichtigung der räumlichen und technischen Gegebenheiten und der vorgegebenen Randbedingungen (z. B. maximale Versorgungssicherheit, möglichst geringe Investition, größtmögliche Primärenergieeinsparung,...)
3) Wirtschaftliche und ökologische Bewertung	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Vollkostenrechnung), Sensitivitätsanalyse, CO ₂ - und Primärenergiebilanz für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten. Festlegung einer Vorzugsvariante.
4) Prüfung von Fördermöglichkeiten	Prüfung auf Fördermöglichkeiten nach EEG, KWKG und weiteren Programmen auf Bundes- und Landesebene (z. B. Impulsprogramm Mini-KWK-Anlagen).
5) Entwicklung eines Betreibermodells	Insbesondere für Betreiber, deren originäre Aufgabe nicht die Energieversorgung ist, können Contractingmodelle eine interessante Option darstellen. Aufgrund der komplexen wirtschaftlichen und rechtlichen Fragestellungen sollten für die Entwicklung von Betreibermodellen Fachleute hinzugezogen werden.
6) Technische Detailplanung	Technische Detailplanung und ggf. Ausschreibung. Bei kleinen KWK-Anlagen kann die Planung durch den Hersteller oder Installateur erfolgen, bei größeren Anlagen mit entsprechenden Investitionssummen sollte ein Fachplaner hinzugezogen werden.
7) Bauphase	Aufbau der BHKW-Anlage durch eine Fachfirma, ggf. Generalunternehmer. Die Abnahme der Bauleistungen durch einen unabhängigen Fachmann ist empfehlenswert.
8) Inbetriebnahme und Probebetrieb	Probebetrieb vor der endgültigen Abnahme. Überprüfung, ob die zugesicherten technischen Spezifikationen (elektrische und thermische Leistung, Verbrauch, ggf. Abgasemissionen,...) eingehalten werden. Protokollierung der Abnahmemessung als Referenz für spätere Überprüfungen.
9) Monitoring im Regelbetrieb	Engmaschige Überprüfung der Betriebsdaten v. a. in der ersten Heizperiode, um auftretende Probleme frühzeitig zu erkennen. Bei Verbrennungsmotor-BHKW empfehlen sich in der Anfangsphase Schmierölanalysen in kurzen Zeitabständen, um evtl. erhöhten Motorverschleiß zu erkennen und die Ölwechselintervalle festzulegen.

Anhang A2 – Anlagenschemas

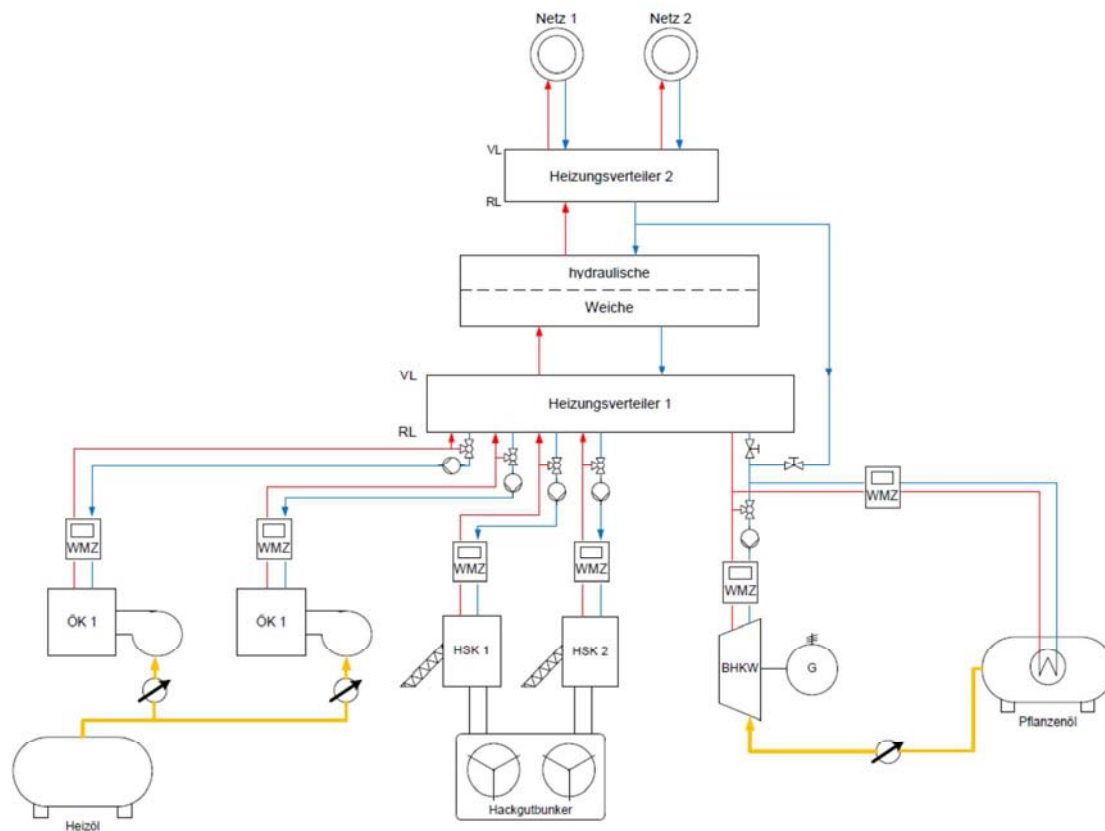
Anlage 1



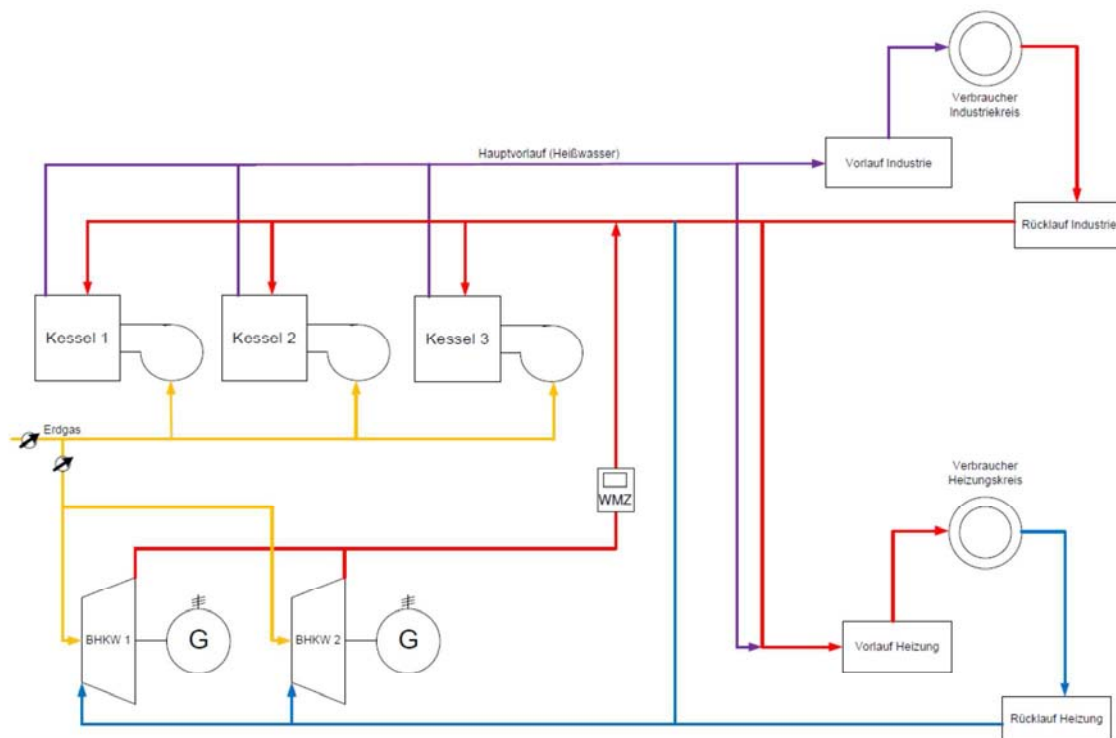
Anlage 2 und 3 (verbundene Anlagen am selben Standort)



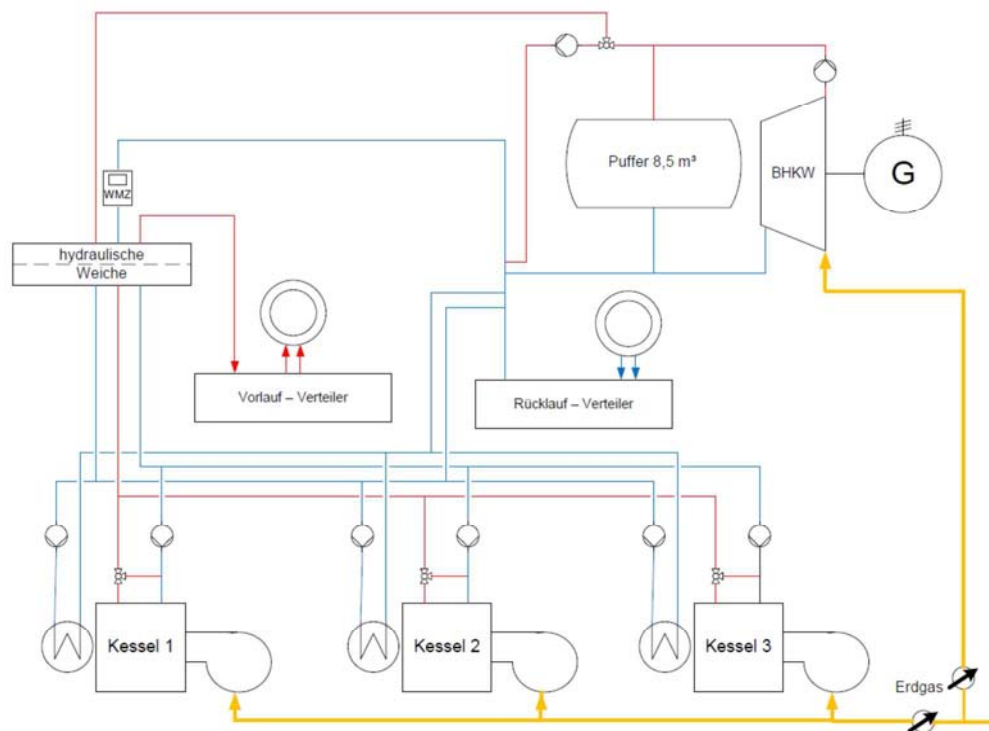
Anlage 4



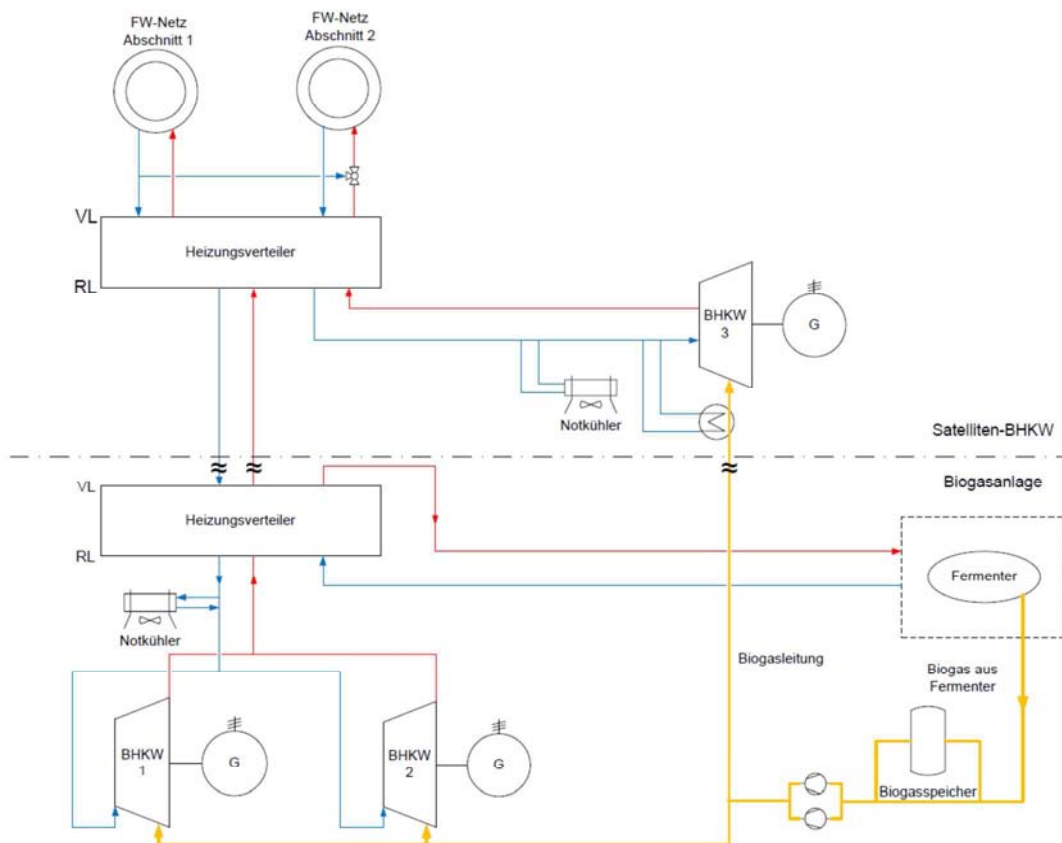
Anlage 5



Anlage 6

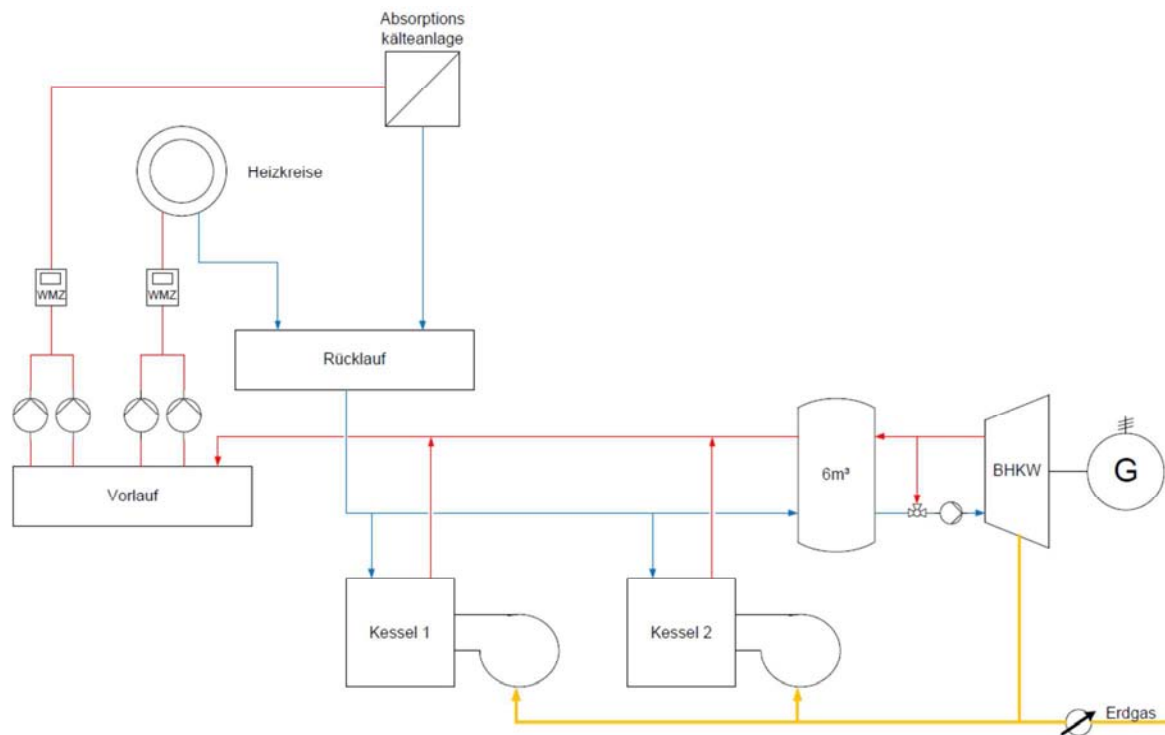
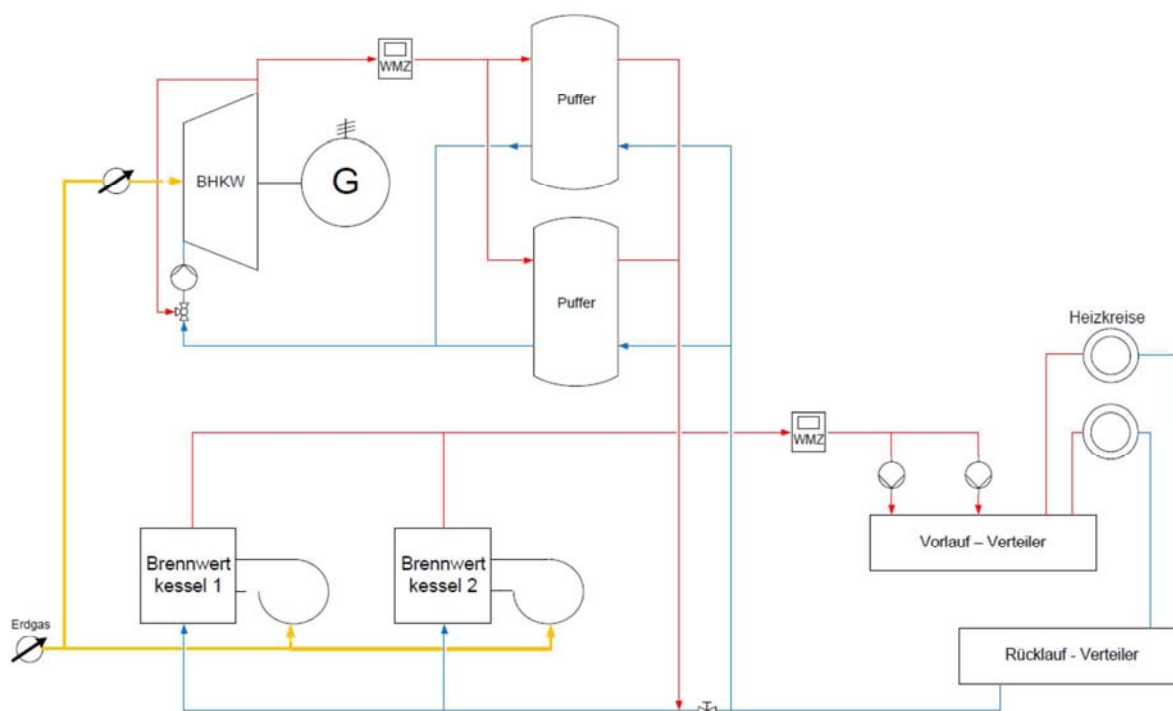


Anlage 7

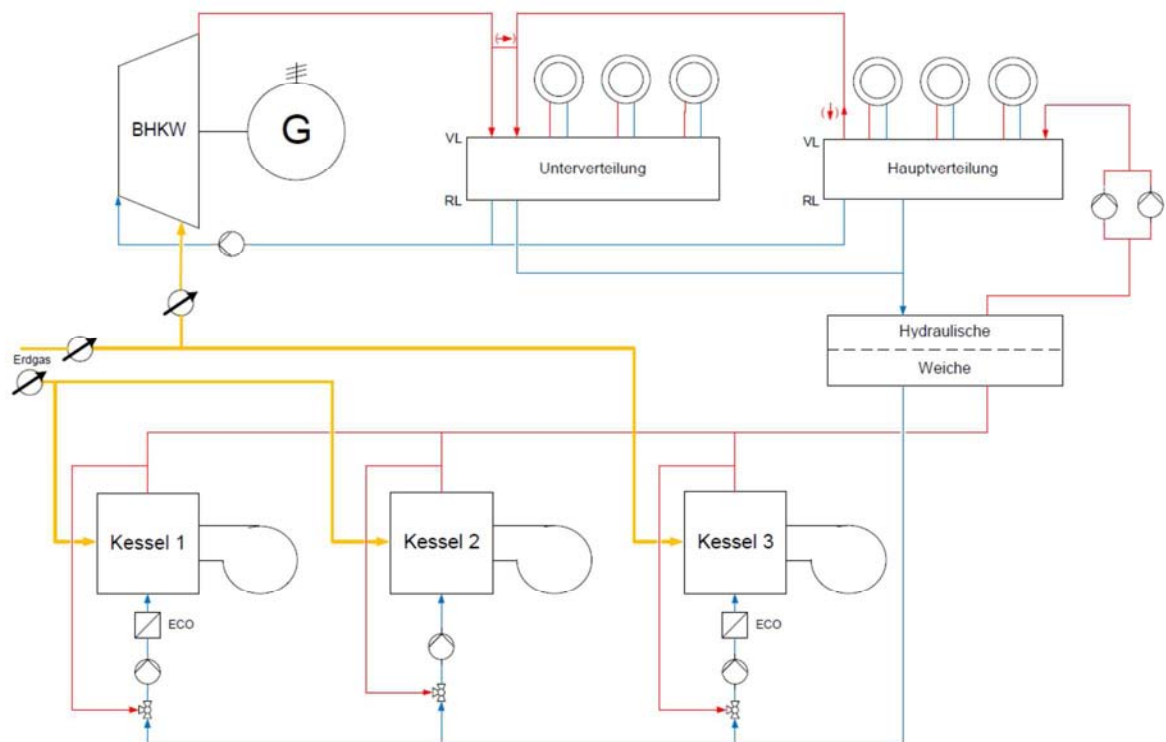


Anlage 8

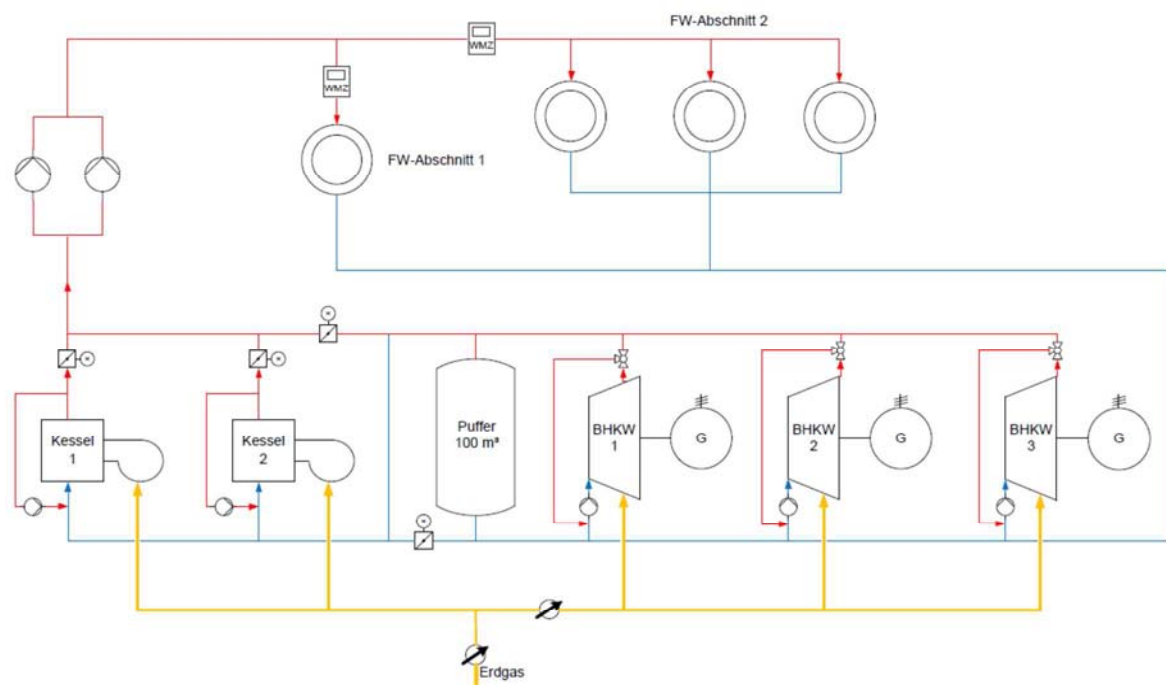
Kein Schema vorhanden

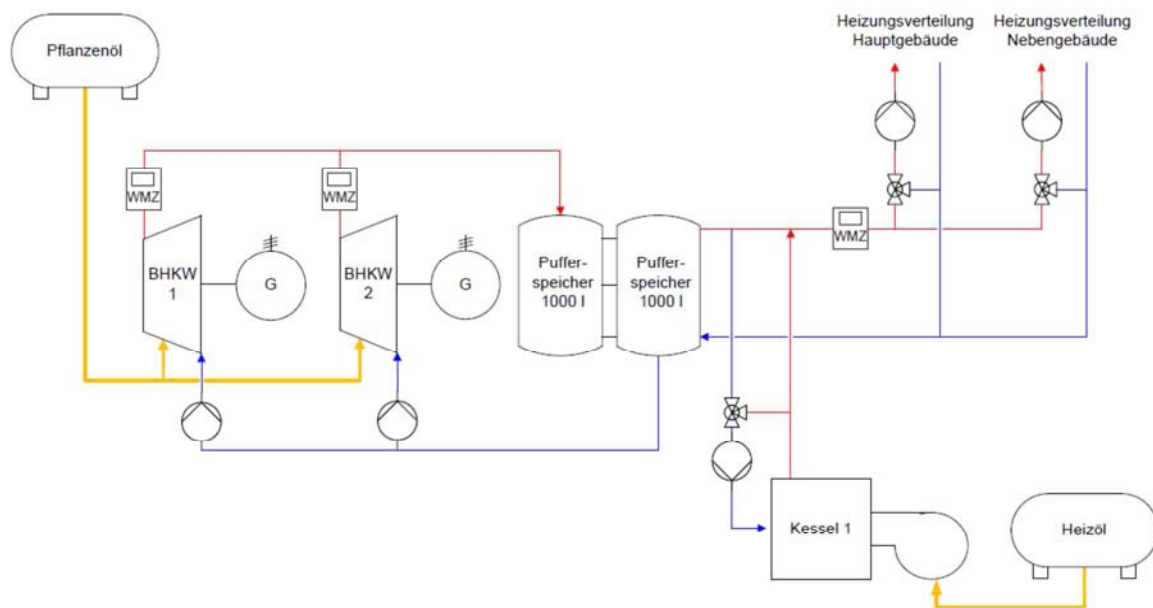
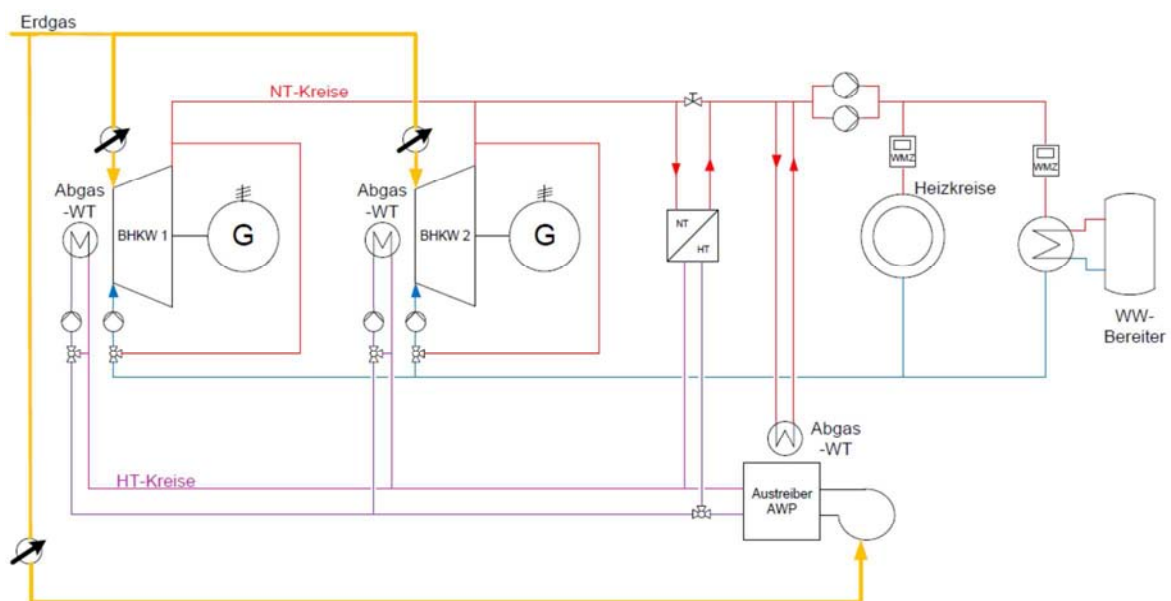
Anlage 9**Anlage 10**

Anlage 11

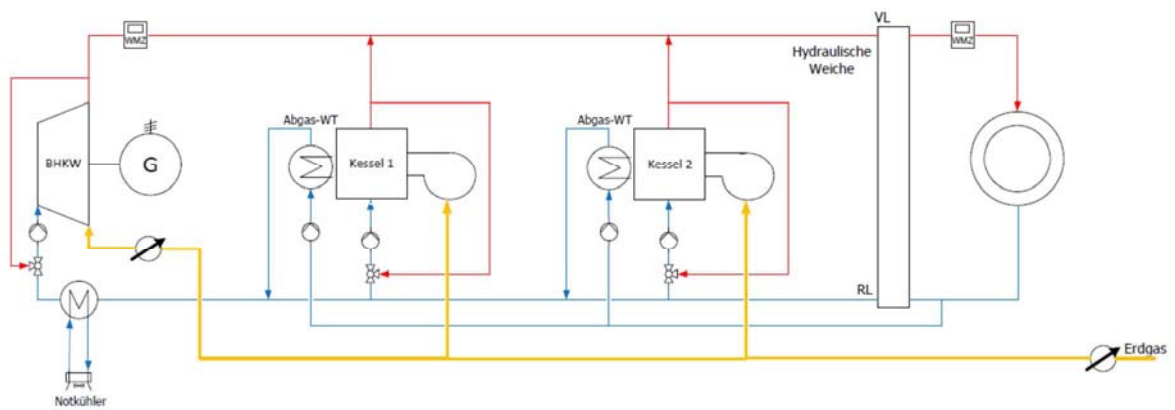


Anlage 12

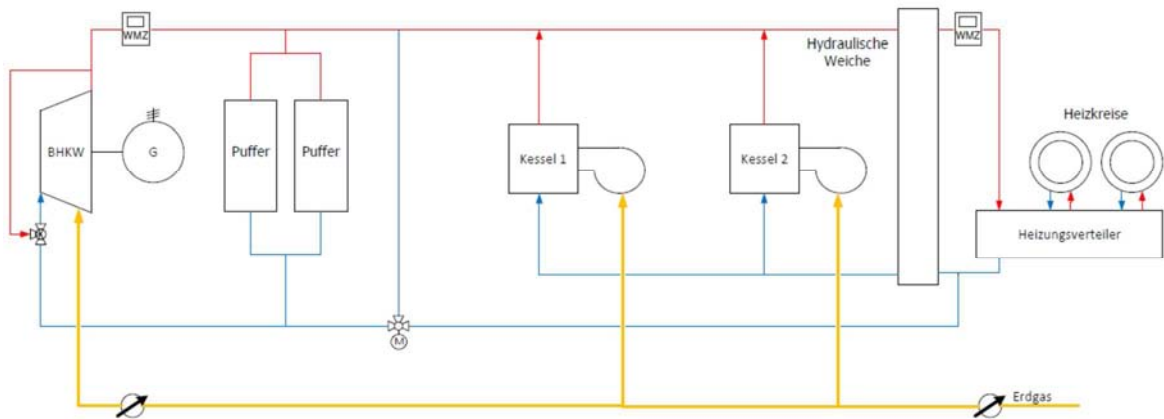


Anlage 13**Anlage 14**

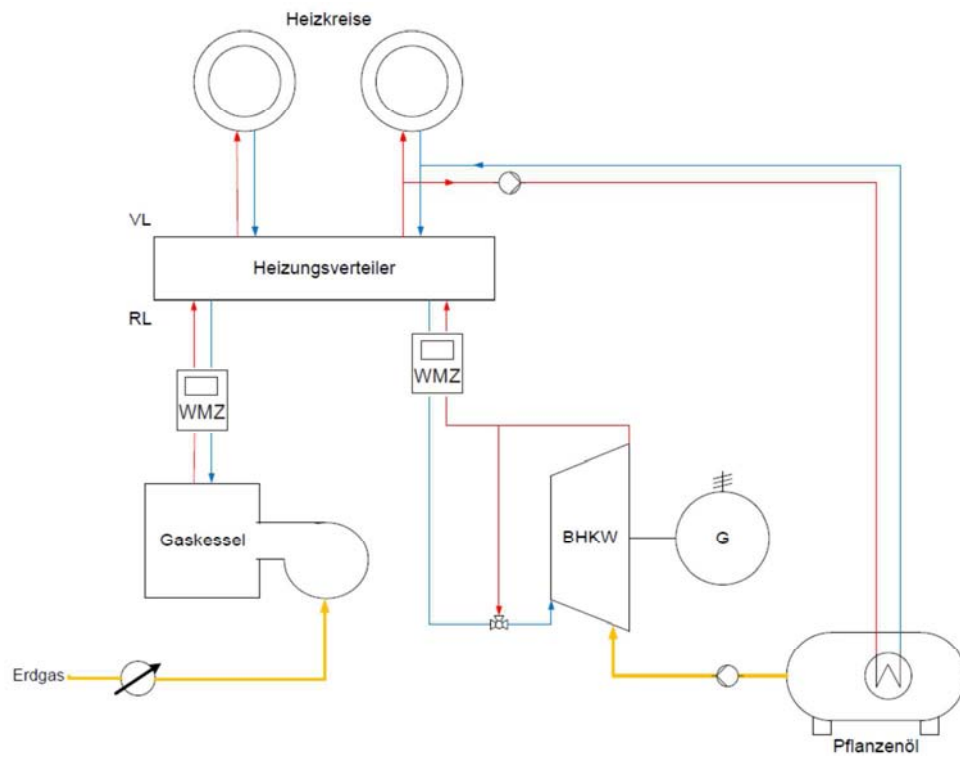
Anlage 15



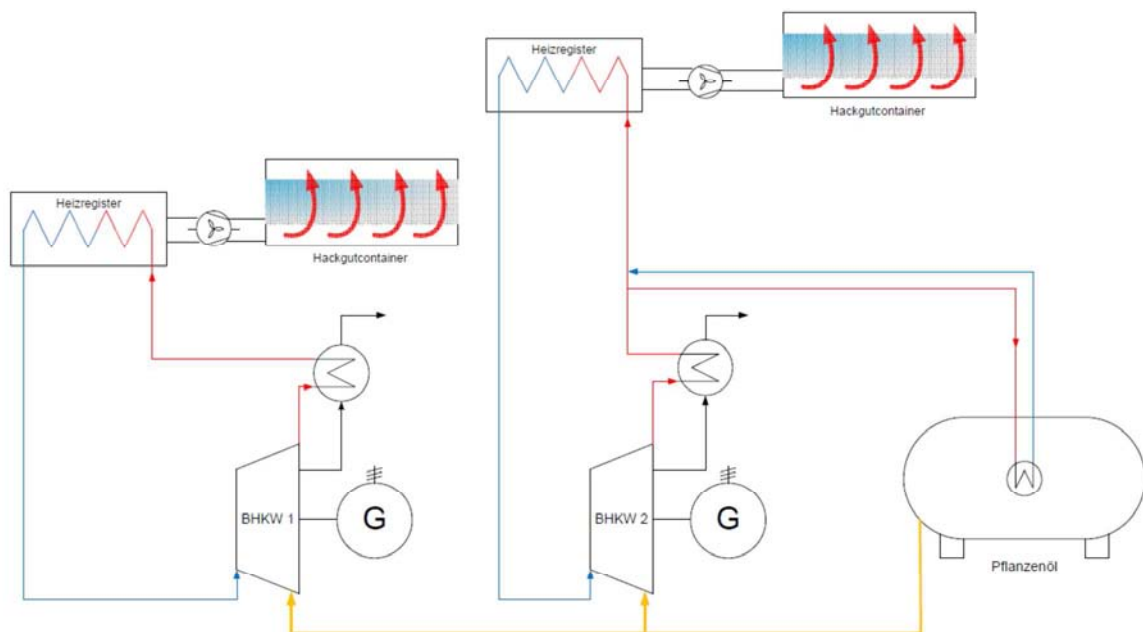
Anlage 16



Anlage 17



Anlage 18



Anhang A3 – Berechnungsgrundlagen

Kostenansätze für Investition, Generalüberholung und Wartung von Blockheizkraftwerken nach ASUE BHKW-Kenndaten 2011 [ASUE 2011]

Spezifische Investitionskosten:

$$k_{Invest,Erdgas-BHKW} = 9332,6 * P_{el}^{-0,461} [\text{€/kW}]$$

$$k_{Invest,Biogas-BHKW} = 15648 * P_{el}^{-0,5361} [\text{€/kW}]$$

Jährliche Kapitalkosten nach der Annuitätenmethode:

$$A = \frac{p * (1 + p)^n}{(1 + p)^n - 1}$$

$$K_{Kapital} = I_0 * A [\text{€/a}]$$

Spezifische Wartungs- und Instandhaltungskosten:

$$k_{Instand,Erdgas} = 2,3133 * P_{el}^{-0,141} [\text{Ct/kWh}]$$

$$k_{Instand,Biogas} = 17,053 * P_{el}^{-0,4782} [\text{Ct/kWh}]$$

Spezifische Kosten für eine Generalüberholung:

$$k_{General,Erdgas} = 832,45 * P_{el}^{-0,2808} [\text{€/kW}]$$

$$k_{General,Erdgas} = 830,23 * P_{el}^{-0,2683} [\text{€/kW}]$$

- A: Annuitätenfaktor
- I_0 : Investitionskosten im Jahr Null in €
- k: Spezifische Kosten in €/kW bzw. Ct/kWh
- K: Kapitalkosten in €/a
- n: Betrachtungszeitraum in Jahren
- p: Kalkulatorischer Zinssatz
- P_{el} : Elektrische Nennleistung des BHKW-Moduls in kW

Ermittlung der Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs

Schritt 1: Aufstellung des monatlichen Wärmebedarfs aus Datenaufzeichnungen oder Berechnungen

Schritt 2: Berechnung der benötigten mittleren thermischen Leistung unter Annahme eines Durchschnittsmonats mit 730 Stunden. Beispielwerte für Anlage 12 aus dem Projekt:

Monat	Wärmebedarf kWh		Mittl. therm. Leistungsbedarf kW
Jan	1263980	- > dividiert durch 730 ->	1731
Feb	1136625	Stunden pro Monat	1557
Mrz	974393		1335
Apr	656480		899
Mai	374414		513
Jun	338329		463
Jul	278741		382
Aug	299182		410
Sep	437742		600
Okt	684300		937
Nov	895318		1226
Dez	1343920		1841
Summe	8683423		991

Da von den Betreibern nicht alle Zählerwerte immer tages- und zeitgenau zum Anfang/Ende des Monats erfasst werden, sondern sich Verschiebungen von einigen Tagen ergeben können (z. B. aufgrund von Feiertagen, Wochenenden), wurde durchgängig mit einer mittleren Monatsstundenzahl von

$$8.760 \text{ h/a} / 12 \text{ M/a} = 730 \text{ h/M}$$

gerechnet. Eine Berechnung mit der korrekten Stundenzahl für den jeweiligen Monat (z. B. Januar 744 Stunden) würde an dieser Stelle zu keiner höheren Genauigkeit führen.

Schritt 3: Abschätzung der benötigten thermischen Spitzenleistung unter Annahme einer für die Liegenschaft typischen Vollbenutzungsstundenzahl, z. B.:

$$8.683.423 \text{ kWh} / 2.000 \text{ Vbh} = 4.342 \text{ kW}$$

Fall der thermische Spitzenleistungsbedarf der Liegenschaft nicht aus Planungsunterlagen oder Berechnungen (z. B. Heizlastberechnung nach DIN EN 12 831) bekannt ist, wird der Wert unter Annahme typischer Vollbenut-

zungsstundenzahlen abgeschätzt. Im Rahmen des vorliegenden Berichts wurde soweit nicht anders bekannt in Anlehnung an VDI 2067, Blatt 2¹⁵ und eigene Erfahrungswerte eine typische Vollbenutzungsstundenzahl von 2.000 angenommen.

Schritt 4: Ordnen des thermischen Leistungsbedarfs absteigend nach der Größe und Zuordnung zu den Jahresstunden; zur besseren grafischen Darstellung ggf. Interpolation zusätzlicher Werte. Beispielwerte für Anlage 12 aus dem Projekt:

Stützstelle f. Diagramm	Stunden pro Monat h/m	Jahresstunden geordnet h	Mittl. Leistung kW	Zusätzliche interpolierte Werte	
				h	kW
0	0	0	4342		
0b	+125			125	$1,100 \cdot 1841 = 2025$
0c	+200			200	$1,035 \cdot 1841 = 1905$
1	+730/2	365	1841		
2	+730	1095	1557		
3	+730	1825	1557		
4	+730	2555	1335		
5	+730	3285	1226		
6	+730	4015	937		
7	+730	4745	899		
8	+730	5475	600		
9	+730	6205	513		
10	+730	6935	463		
11	+730	7665	410		
12	+730	8395	382		
12b	+125			8520	$0,75 \cdot 382 = 286$
12c	+125			8645	$0,50 \cdot 382 = 191$
13	+730/2	8760	0		

¹⁵ VDI 2067, Blatt 2: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen – Raumheizung, Dezember 1993, zurückgezogen 10/2002. Die VDI 2067 gibt typische Vollbenutzungsstunden von 1.100 (Schule mit einschichtigem Unterricht) bis 2.100 (Einfamilienhaus) für die überschlägige Ermittlung des Jahres-Heizwärmeverbrauchs an. Für Bürogebäude werden 1.700 Vollbenutzungsstunden angegeben. Diese Werte werden je nach Klimaregion zusätzlich nach oben korrigiert, sodass sich für Bürogebäude Werte von über 2.300 Vollbenutzungsstunden ergeben können. Bei modernen Bauten und Heizungsanlagen kann aufgrund verbesserter Dämmung und Effizienz davon ausgegangen werden, dass die Werte sich typischerweise im Bereich von ca. 2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr bewegen. Das Berechnungsverfahren nach VDI 2067 wurde mittlerweile zurückgezogen, die zugrunde liegenden Vollbenutzungsstunden können jedoch weiterhin als Anhaltswerte dienen.

Vorgehensweise bei der Sensitivitätsanalyse

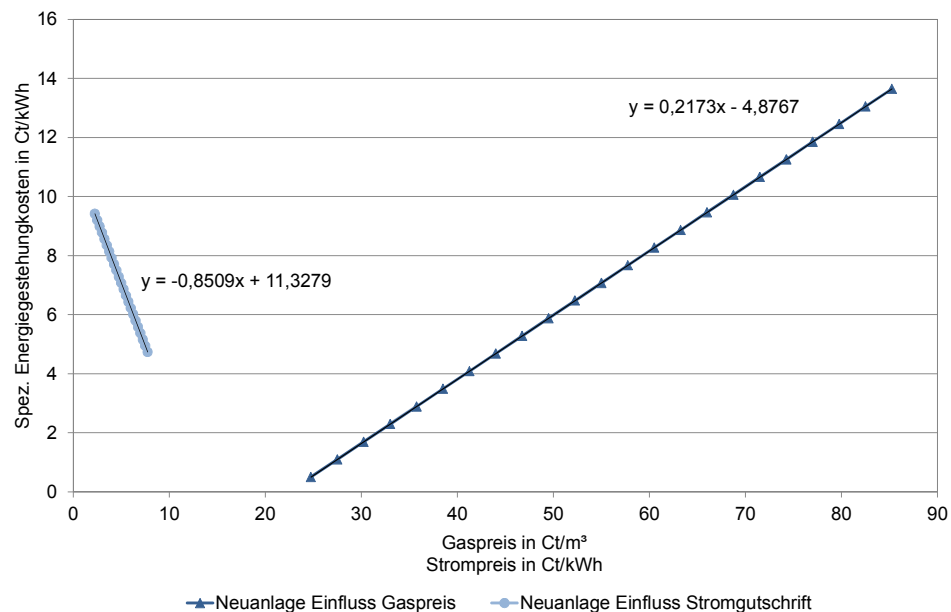
Schritt 1: Vollkostenrechnung mit Standard-Randbedingungen zur Ermittlung der spezifischen Energiegestehungskosten bei 0 % Einflussgrößenänderung

Schritt 2: Wiederholung der Vollkostenrechnung bei veränderten Randbedingungen (Änderung Gaspreis und Stromgutschrift um -55 % bis +55 %). Dabei wird jeweils nur eine Einflussgröße verändert, die anderen Einflussgrößen bleiben konstant. Für das Beispiel Modellkonfiguration Anlage 12 (Ersatzinvestition, vgl. Kapitel 7.10.2) ergibt sich dabei folgende Wertetabelle:

Proz. Änderung d. Einflussgröße	Einflussgröße Stromgutschrift		Ausgaben	Einnahmen	Saldo Ausgaben - Einnahmen	Bereitgestellte Energiemenge	Spezifische Energiekosten
	€/MWh	Ct/kWh	€/a	€/a	€/a	kWh	Ct/kWh
-55%	22,50	2,250	1186998,05	369603,97	817394,08	8683423	9,4133
-50%	25,00	2,500	1186998,05	388076,74	798921,31	8683423	9,2005
-45%	27,50	2,750	1186998,05	406549,51	780448,54	8683423	8,9878
-40%	30,00	3,000	1186998,05	425022,28	761975,77	8683423	8,7751
-35%	32,50	3,250	1186998,05	443495,04	743503,00	8683423	8,5623
-30%	35,00	3,500	1186998,05	461967,81	725030,24	8683423	8,3496
-25%	37,50	3,750	1186998,05	480440,58	706557,47	8683423	8,1369
-20%	40,00	4,000	1186998,05	498913,35	688084,70	8683423	7,9241
-15%	42,50	4,250	1186998,05	517386,12	669611,93	8683423	7,7114
-10%	45,00	4,500	1186998,05	535858,89	651139,16	8683423	7,4986
-5%	47,50	4,750	1186998,05	554331,66	632666,39	8683423	7,2859
0%	50,00	5,000	1186998,05	572804,43	614193,62	8683423	7,0732
5%	52,50	5,250	1186998,05	591277,20	595720,85	8683423	6,8604
10%	55,00	5,500	1186998,05	609749,97	577248,08	8683423	6,6477
15%	57,50	5,750	1186998,05	628222,74	558775,31	8683423	6,4350
20%	60,00	6,000	1186998,05	646695,51	540302,54	8683423	6,2222
25%	62,50	6,250	1186998,05	665168,28	521829,77	8683423	6,0095
30%	65,00	6,500	1186998,05	683641,05	503357,00	8683423	5,7968
35%	67,50	6,750	1186998,05	702113,81	484884,23	8683423	5,5840
40%	70,00	7,000	1186998,05	720586,58	466411,47	8683423	5,3713
45%	72,50	7,250	1186998,05	739059,35	447938,70	8683423	5,1585
50%	75,00	7,500	1186998,05	757532,12	429465,93	8683423	4,9458
55%	77,50	7,750	1186998,05	776004,89	410993,16	8683423	4,7331

Proz. Änderung d. Einflussgröße	Einflussgröße Gaspreis		Ausgaben	Einnahmen	Saldo Ausgaben - Einnahmen	Bereitgestellte Energiemenge	Spezifische Energiekosten
	€/m³	Ct/m³	€/a	€/a	€/a	kWh	Ct/kWh
-55%	0,2475	24,75	616286,24	572804,43	43481,81	8683423	0,5007
-50%	0,2750	27,50	668169,13	572804,43	95364,70	8683423	1,0982
-45%	0,3025	30,25	720052,02	572804,43	147247,59	8683423	1,6957
-40%	0,3300	33,00	771934,92	572804,43	199130,49	8683423	2,2932
-35%	0,3575	35,75	823817,81	572804,43	251013,38	8683423	2,8907
-30%	0,3850	38,50	875700,70	572804,43	302896,27	8683423	3,4882
-25%	0,4125	41,25	927583,59	572804,43	354779,16	8683423	4,0857
-20%	0,4400	44,00	979466,48	572804,43	406662,05	8683423	4,6832
-15%	0,4675	46,75	1031349,37	572804,43	458544,94	8683423	5,2807
-10%	0,4950	49,50	1083232,27	572804,43	510427,84	8683423	5,8782
-5%	0,5225	52,25	1135115,16	572804,43	562310,73	8683423	6,4757
0%	0,5500	55,00	1186998,05	572804,43	614193,62	8683423	7,0732
5%	0,5775	57,75	1238880,94	572804,43	666076,51	8683423	7,6707
10%	0,6050	60,50	1290763,83	572804,43	717959,40	8683423	8,2682
15%	0,6325	63,25	1342646,72	572804,43	769842,29	8683423	8,8657
20%	0,6600	66,00	1394529,62	572804,43	821725,19	8683423	9,4631
25%	0,6875	68,75	1446412,51	572804,43	873608,08	8683423	10,0606
30%	0,7150	71,50	1498295,40	572804,43	925490,97	8683423	10,6581
35%	0,7425	74,25	1550178,29	572804,43	977373,86	8683423	11,2556
40%	0,7700	77,00	1602061,18	572804,43	1029256,75	8683423	11,8531
45%	0,7975	79,75	1653944,07	572804,43	1081139,64	8683423	12,4506
50%	0,8250	82,50	1705826,97	572804,43	1133022,54	8683423	13,0481
55%	0,8525	85,25	1757709,86	572804,43	1184905,43	8683423	13,6456

Schritt 3: Das Ergebnis wird grafisch dargestellt. Beispiel anhand der Wertetabelle aus Schritt 2:



Schritt 4: Ermittlung der Gleichungen für die Sensitivitätsgeraden (Steigung und Achsenabschnitt aus dem Diagramm Schritt 3):

- m_1 : Steigung Sensitivität Stromgutschrift (Bsp.: $m_1 = -0,8509$)
- m_2 : Steigung Sensitivität Brennstoffpreis (Bsp.: $m_2 = 0,2173$)
- a_1 : x-Achsenabschnitt Sensitivität Stromgutschrift (Bsp.: $a_1 = 11,3279$)
- a_2 : x-Achsenabschnitt Sensitivität Brennstoffpreis (Bsp.: $a_2 = -4,8767$)

Schritt 5: Ermittlung der Berechnungsgleichung für die spezifischen Energiekosten aus den Gleichungen für die Sensitivitätsgeraden:

$$k_{\text{Energie}} = (m_1 y_1 + a_1 - k_{\text{Energie},0}) + (m_2 y_2 + a_2 - k_{\text{Energie},0}) + k_{\text{Energie},0}$$

- $k_{\text{Energie},0}$: spez. Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten in Ct/kWh im Standardfall bei 0 % Einflussgrößenänderung
- y_1 : Stromgutschrift in Ct/kWh
- y_2 : Brennstoffpreis in Ct/m³
- m_1 : Steigung Sensitivität Stromgutschrift
- m_2 : Steigung Sensitivität Brennstoffpreis
- a_1 : x-Achsenabschnitt Sensitivität Stromgutschrift
- a_2 : x-Achsenabschnitt Sensitivität Brennstoffpreis

Schritt 6: Zusammenfassung der Konstanten in der Berechnungsgleichung zur szenario-spezifischen Konstante a:

$$a = a_1 + a_2 - k_{\text{Energie},0} - k_{\text{Energie},0} + k_{\text{Energie},0}$$

Für das Beispiel Modellkonfiguration Anlage 12 errechnet sich a zu:

$$a = 11,3279 - 4,8767 - 7,0732 = -0,6220$$

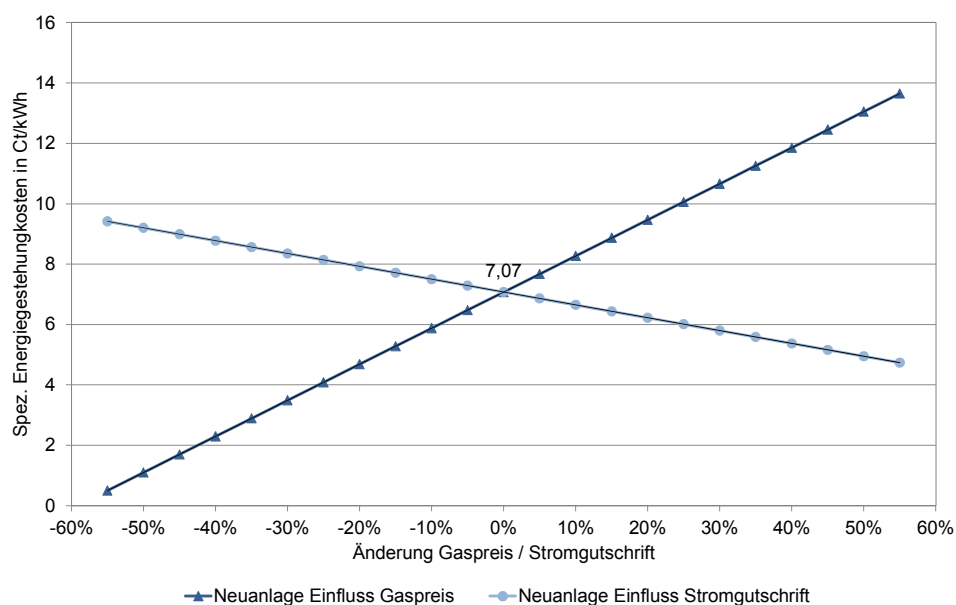
Schritt 7: Aus Schritt 4 und 5 ergibt sich die endgültige Form der Berechnungsgleichung für die spezifischen Energiekosten:

$$k_{\text{Energie}} = m_1 y_1 + m_2 y_2 + a$$

Für das Beispiel Modellkonfiguration Anlage 12 lauten die Werte:

$$m_1 = -0,8509, m_2 = 0,2173, a = -0,6220$$

Schritt 8: Zur besseren Darstellung wird die Sensitivitätsanalyse in vorliegenden Bericht nicht auf Absolutwerte, sondern auf prozentuale Änderungen der Einflussgrößen bezogen. Mit der Wertetabelle aus Schritt 2 ergibt am Beispiel der Modellkonfiguration Anlage 12:



Anhang A4 – Darstellung des Rechenwegs, Beispiel Anlage 9

Schritt 1: Zusammenstellung der Energieumsätze im Kontrollzyklus, Basisjahr 2010

Monat	Wärmebedarf Liegenschaft	Strombedarf Liegenschaft	Strombezug Liegenschaft	Kältebedarf Liegenschaft	Strombedarf Kälteanlagen	Antriebswärme Kälteanlagen	BHKW-Wärme- bereitstellung	BHKW-Strom- bereitstellung	Gasbezug BHKW	Heizkessel Wärme- bereitstellung	Gasbezug Heizessel	Gasbezug gesamt
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh m³ Norm	MWh	MWh m³ Norm	m³ Norm
Jan	236,46	171,07	96,55	0,00	0,83	0,00	124,63	74,52	216,49 21649	111,83	151,00 15100	36749
Feb	194,50	163,83	89,31	0,00	0,82	0,00	124,63	74,52	216,49 21649	69,87	101,03 10103	31752
Mrz	175,00	168,54	94,02	6,20	2,89	0,00	124,63	74,52	216,49 21649	50,38	76,02 7602	29251
Apr	86,79	129,93	72,05	15,50	5,47	10,00	96,79	57,87	168,14 16814	0,00	17,88 1788	18601
Mai	71,88	130,19	57,88	20,40	34,36	50,00	120,93	72,31	210,07 21007	0,95	0,00 0	21007
Jun	52,05	144,67	70,15	53,70	61,88	122,00	124,63	74,52	216,49 21649	49,43	36,47 3647	25296
Jul	41,40	159,27	84,75	83,90	25,83	167,00	124,63	74,52	216,49 21649	83,78	43,32 4332	25981
Aug	47,99	153,86	93,33	55,70	15,24	119,00	101,23	60,53	175,85 17585	65,76	0,00 0	17585
Sep	61,04	139,84	92,74	30,80	11,85	63,00	78,77	47,10	136,83 13683	45,27	0,00 0	13683
Okt	104,18	133,75	71,91	11,00	4,48	0,00	103,42	61,84	179,66 17966	0,75	0,00 0	17966
Nov	147,89	159,29	84,77	6,90	3,27	0,00	124,63	74,52	216,49 21649	23,26	23,47 2347	23996
Dez	283,19	174,98	100,46	0,10	0,87	0,00	124,63	74,52	216,49 21649	158,56	156,49 15649	37297
Summe	1502,37	1829,19	1007,91	284,20	167,79	531,00	1373,52	821,28	2385,96 238596	659,85	605,67 60567	299163

ohne Antriebswärme
für Kälteanlagen

Folgende Werte wurden aus Zählerablesungen ermittelt:

- Gesamtgasbezug der Liegenschaft
- Wärmebedarf der Liegenschaft (ohne Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage)
- Kältebedarf der Liegenschaft
- Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage
- Strombedarf für die Kälteversorgung

Für das BHKW selbst sind keine Energiezähler vorhanden, die Energieumsätze wurden daher auf Basis der Betriebsstunden mit Hilfe der Wirkungsgradangaben aus dem Datenblatt ermittelt.

Schritt 2: Berechnung der Energiekennzahlen, Primärenergieeinsparung und CO₂-Emissionen im Ist-Zustand

CO ₂ -Äquivalent Erdgas	251,75 g/kWh
Referenzwirkungsgrad elektrisch	0,4558 Stromerzeugung aus Erdgas nach 2004/8/EG, Inbetriebnahmejahr 2005, 100 % Eigenstromnutzung (Referenzwirkungsgrad 0,5240 , Korrektur Klima +0,006, Korrektur Niederspannungs-Eigenutzung 0,8600)
Referenzwirkungsgrad thermisch	0,9000 Wärmebereitstellung aus Erdgas nach 2004/8/EG

Energiekennzahlen BHKW									Primärenergieeinsparung 2004/8/EG, CO ₂ -Allokation Finnische Methode								
eta_el BHKW	eta_th BHKW	Verluste BHKW	eta_ges BHKW	sigma BHKW leistungsbez.	Vbh elektrisch h	Vbh thermisch h	Deckung Strombedarf	Deckung Wärmebedarf	PEE	CO ₂ Emissionen BHKW t	ABr_el	ABr_th	m_CO ₂ _el t	m_CO ₂ _th t	eps_CO ₂ _el g/kWh	eps_CO ₂ _th g/kWh	PEE abs MWh
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,436	0,527	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,455	0,641	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,442	0,712	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	499	499	0,445	1,000	0,2831	42,33	0,5414	0,4586	23	19	396	201	66
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	623	623	0,555	0,992	0,2831	52,89	0,5414	0,4586	29	24	396	201	83
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,515	0,716	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,468	0,598	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	522	522	0,393	0,606	0,2831	44,27	0,5414	0,4586	24	20	396	201	69
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	406	406	0,337	0,635	0,2831	34,45	0,5414	0,4586	19	16	396	201	54
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	533	533	0,462	0,993	0,2831	45,23	0,5414	0,4586	24	21	396	201	71
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,468	0,843	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	642	642	0,426	0,440	0,2831	54,50	0,5414	0,4586	30	25	396	201	85
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	7080	7080	0,449	0,675	0,2831	600,67	0,5414	0,4586	325	275	396	201	942

Der Wert „Deckungsanteil Wärmebedarf“ des BHKWs bezieht sich auf den gesamten zu deckenden Wärmebedarf, d.h. auf den Wärmebedarf der Liegenschaft für Heizung und Brauchwassererwärmung zuzüglich des Wärmebedarfs für den Antrieb der Absorptionskälteanlage.

Der Wert „Deckungsanteil Strombedarf „ bezieht sich auf den gesamten Strombedarf der Liegenschaft, inklusive des Strombedarfs für die Kälteanlagen.

Zu den Berechnungsgrundlagen für die Wirkungs- und Nutzungsgrade siehe Kapitel 3.2.1, zu den Berechnungsgrundlagen für die Primärenergieeinsparung und CO₂-Allokation siehe Kapitel 3.2.2 und 3.2.3.

Schritt 3: Ermittlung der Energieumsätze für die Modellkonfiguration

P_el BHKW	116 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
P_th BHKW	194 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
P_FWL BHKW	337 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
eta_el BHKW	0,34	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
eta_th BHKW	0,58	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
eta_th Kessel	0,90	Niedertemperaturkessel, Datenblattangaben
COP KKM	4,00	COP der Kompressionskälteanlage niedrig angesetzt, um Energiebedarf für Rückkühlung / Pumpen abzubilden
Verfügbarkeit BHKW	0,95	

Monat	Wärmebedarf Liegenschaft MWh	Strombedarf Liegenschaft MWh	Strombezug Liegenschaft MWh	Kältebedarf Liegenschaft MWh	Strombedarf Kälteanlagen MWh	Antriebswärme Kälteanlagen MWh	BHKW-Wärme- bereitstellung MWh	BHKW-Strom- bereitstellung MWh	Gasbezug BHKW MWh m³	Heizkessel Wärme- bereitstellung MWh	Gasbezug Heizkessel MWh m³	Gasbezug gesamt m³
Jan	236,46	170,23	89,79	0,00	0,00	0,00	134,54	80,45	233,71 23371	101,92	113,24 11324	34695
Feb	194,50	163,01	82,57	0,00	0,00	0,00	134,54	80,45	233,71 23371	59,96	66,62 6662	30033
Mrz	175,00	167,20	86,75	6,20	1,55	0,00	134,54	80,45	233,71 23371	40,46	44,96 4496	27867
Apr	86,79	128,33	79,03	15,50	3,88	0,00	82,45	49,30	143,23 14323	4,34	4,82 482	14805
Mai	71,88	100,92	60,09	20,40	5,10	0,00	68,29	40,83	118,63 11863	3,59	3,99 399	12262
Jun	52,05	96,21	66,65	53,70	13,43	0,00	49,45	29,57	85,90 8590	2,60	2,89 289	8879
Jul	41,40	154,42	130,90	83,90	20,98	0,00	39,33	23,52	68,32 6832	2,07	2,30 230	7062
Aug	47,99	152,54	125,28	55,70	13,93	0,00	45,59	27,26	79,20 7920	2,40	2,67 267	8187
Sep	61,04	135,69	101,02	30,80	7,70	0,00	57,99	34,67	100,73 10073	3,05	3,39 339	10412
Okt	104,18	132,02	72,84	11,00	2,75	0,00	98,97	59,18	171,92 17192	5,21	5,79 579	17770
Nov	147,89	157,74	77,30	6,90	1,73	0,00	134,54	80,45	233,71 23371	13,35	14,83 1483	24854
Dez	283,19	174,13	93,69	0,10	0,03	0,00	134,54	80,45	233,71 23371	148,65	165,17 16517	39888
Summe	1502,37	1732,46	1065,89	284,20	71,05	0,00	1114,76	666,56	1936,47 193647	387,61	430,67 43067	236714

In der Modellkonfiguration ist keine Absorptionskälteanlage mehr vorhanden, daher ist keine Antriebswärme für die Kälteanlagen mehr notwendig.

Schritt 4: Berechnung der Energiekennzahlen, Primärenergieeinsparung und CO₂-Emissionen für die Modellkonfiguration

CO₂-Äquivalent Erdgas 251,75 g/kWh
Referenzwirkungsgrad elektrisch 0,4558 Stromerzeugung aus Erdgas nach 2004/8/EG, Inbetriebnahmejahr 2005, 100 % Eigenstromnutzung (Referenzwirkungsgrad 0,5240, Korrektur Klima +0,006, Korrektur Niederspannungs-Eigennutzung 0,8600)
Referenzwirkungsgrad thermisch 0,9000 Wärmebereitstellung aus Erdgas nach 2004/8/EG

Energiekennzahlen BHKW

Primärenergieeinsparung 2004/8/EG, CO₂-Allokation Finnische Methode

eta_el BHKW	eta_th BHKW	Verluste BHKW	eta_ges BHKW	sigma BHKW leistungsbez.	Vbh elektrisch h	Vbh thermisch h	Deckung Strombedarf	Deckung Wärmebedarf	PEE	CO ₂ Emissionen BHKW t	ABr_el	ABr_th	m_CO ₂ _el t	m_CO ₂ _th t	eps_CO ₂ _el g/kWh	eps_CO ₂ _th g/kWh	PEE abs MWh
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	694	694	0,473	0,569	0,2831	58,84	0,5414	0,4586	32	27	396	201	92
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	694	694	0,493	0,692	0,2831	58,84	0,5414	0,4586	32	27	396	201	92
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	694	694	0,481	0,769	0,2831	58,84	0,5414	0,4586	32	27	396	201	92
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	425	425	0,384	0,950	0,2831	36,06	0,5414	0,4586	20	17	396	201	57
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	352	352	0,405	0,950	0,2831	29,86	0,5414	0,4586	16	14	396	201	47
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	255	255	0,307	0,950	0,2831	21,63	0,5414	0,4586	12	10	396	201	34
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	203	203	0,152	0,950	0,2831	17,20	0,5414	0,4586	9	8	396	201	27
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	235	235	0,179	0,950	0,2831	19,94	0,5414	0,4586	11	9	396	201	31
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	299	299	0,256	0,950	0,2831	25,36	0,5414	0,4586	14	12	396	201	40
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	510	510	0,448	0,950	0,2831	43,28	0,5414	0,4586	23	20	396	201	68
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	694	694	0,510	0,910	0,2831	58,84	0,5414	0,4586	32	27	396	201	92
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	694	694	0,462	0,475	0,2831	58,84	0,5414	0,4586	32	27	396	201	92
0,344	0,576	0,080	0,920	0,60	5746	5746	0,385	0,742	0,2831	487,51	0,5414	0,4586	264	224	396	201	765

Der Wert „Deckungsanteil Wärmebedarf“ des BHKWs bezieht sich auf den gesamten zu deckenden Wärmebedarf, d.h. auf den Wärmebedarf der Liegenschaft für Heizung und Brauchwassererwärmung.

Der Wert „Deckungsanteil Strombedarf „ bezieht sich auf den gesamten Strombedarf der Liegenschaft, inklusive des Strombedarfs für die Kälteanlagen.

Zu den Berechnungsgrundlagen für die Wirkungs- und Nutzungsgrade siehe Kapitel 3.2.1, zu den Berechnungsgrundlagen für die Primärenergieeinsparung und CO₂-Allokation siehe Kapitel 3.2.2 und 3.2.3.

Schritt 5: Berechnung der geordneten Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs

Berechnung der thermischen Jahresdauerlinie Ist-Zustand

Monat	Wärmebedarf inkl. Antriebs- wärme f. Kälte- maschine kWh	Mittl. therm. Leistungsbedarf inkl. Leistungs- bedarf f. Kälte- maschine kW
Jan	236458	324
Feb	194498	266
Mrz	175002	240
Apr	96790	133
Mai	121884	167
Jun	174052	238
Jul	208402	285
Aug	166992	229
Sep	124040	170
Okt	104176	143
Nov	147888	203
Dez	283188	388
Summe	2033370	232

mittl. therm. Leistungsbedarf berechnet
unter Annahme von durchschnittlich 730 h pro Monat

Jahressstunden geordnet h	Mittl. therm. Leistungsbedarf inkl. Leistungs- bedarf f. Kälte- maschine kW	
0	1017	
125	427	interpoliert
200	402	interpoliert
365	388	
1095	324	
1825	285	
2555	266	
3285	240	
4015	238	
4745	229	
5475	203	
6205	170	
6935	167	
7665	143	
8395	133	
8520	99	interpoliert
8645	66	interpoliert
8760	0	

Abschätzung des therm. Spitzenleistungsbedarfs:
 $2.033.370 \text{ kWh} / 2.000 \text{ Vbh} = 1.017 \text{ kW}$

Berechnung der thermischen Jahresdauerlinie Modellkonfiguration

Monat	Wärmebedarf kWh	Mittl. therm. Leistungsbedarf kW
Jan	236458	324
Feb	194498	266
Mrz	175002	240
Apr	86790	119
Mai	71884	98
Jun	52052	71
Jul	41402	57
Aug	47992	66
Sep	61040	84
Okt	104176	143
Nov	147888	203
Dez	283188	388
Summe	1502370	172

mittl. therm. Leistungsbedarf berechnet
unter Annahme von durchschnittlich 730 h pro Monat

Jahressstunden geordnet h/a	Mittl. therm. Leistungsbedarf kW	
0	751	
125	427	interpoliert
200	402	interpoliert
365	388	
1095	324	
1825	266	
2555	240	
3285	203	
4015	143	
4745	119	
5475	98	
6205	84	
6935	71	
7665	66	
8395	57	
8520	43	interpoliert
8645	28	interpoliert
8760	0	

Abschätzung des therm. Spitzenleistungsbedarfs:
 $1.502.370 \text{ kWh} / 2.000 \text{ Vbh} = 751 \text{ kW}$

Schritt 6: Vollkostenrechnung zur Ermittlung der spezifischen Energiegestehungskosten

Z1	Gaspreis	0,55	€/m³	Annahme, vgl. Kapitel 3.3
Z2	Stromgutschrift b. Eigennutzung	140	€/MWh	Vermiedene Strombezugskosten, vgl. Kapitel 3.3
Z3	Rückerstattung Energiesteuer	5,5	€/MWh_Hs	Steuersatz Erdgas nach EnergieStG, vgl. Kapitel 4.1.5
Z4	Umrechnung Heizwert - Brennwert	1,11		
Z5	Annuitätenfaktor	0,12329		Abschreibung 10 Jahre, 4 % kalk. Zins, vgl. Kapitel 3.3
Z6	Spez. Invest Kompressionskältemaschine	400	€/kW	basierend auf IUTA e.V. u. eigenen Erfahrungswerten
Z7	Aufschlag f. Einbindungskosten 15 %	1,15		eigene Erfahrungswerte
Z8	Aufschlag f. Planungskosten 10 %	1,10		eigene Erfahrungswerte
Z9	Wartungskosten BHKW	12,26	€/MWh	Kostenformel ASUE*: 2,8046*Pel ^{0,174} Ct/kWh
Z10	Spez. Kosten Generalüberholung BHKW	227	€/kW	Kostenformel ASUE*: 1004,8*Pel ^{0,313} €/kW
Z11	Wartungskosten AKM in Prozent d. Invests	1,00%		IUTA e.V.**
Z12	Wartungskosten KKM in Prozent d. Invests	4,00%		IUTA e.V.**

			Variante 1 Ist-Zustand AKM	Variante 2 Modellkonfiguration KKM	Berechnung
Z13	Wärmebedarf gesamt (inkl. Antriebswärme AKM)	MWh/a	2.033,37	1.502,37	
Z14	Wärmebedarf Antrieb AKM	MWh/a	531,00	0,00	
Z15	Nutzwärmebedarf	MWh/a	1.502,37	1.502,37	
Z16	Nutzkältebedarf	MWh/a	284,20	284,20	
Z17	Invest Wärmeerzeugung	€	0	0	
Z18	Kosten Generalüberholung BHKW	€	26.325	26.325	116 kW * Z10
Z19	Kapitalkosten Wärmeerzeugung	€/a	3.246	3.246	Z5 * (Z18 + Z17)
Z20	Invest Kälteanlage	€	0	151.800	300 kW * Z6 * Z7 * Z8
Z21	Kapitalkosten Kälteanlage	€/a	0	18.716	Z5 * Z20
Z22	Gasbezug	m³/a	299.163	236.714	
Z23	Brennstoffkosten	€/a	164.540	130.193	Z22 * Z1
Z24	Strombezug Kälteanlage	MWh/a	167,79	71,05	
Z25	Stromkosten Kälteanlage	€/a	23.490	9.947	Z24 * Z2
Z26	Wärmebezug Kälteanlage	MWh/a	531,00	0,00	
Z27	Wärmekosten Kälteanlage	€/a	12.617	0	Z26 * Z34 / Z13
Z28	Wartung + Instandhaltung BHKW	€/a	10.073	8.175	Z9 * Z30
Z29	Wartung + Instandhaltung Kälteanlage	€/a	3.300	6.072	Z12 * Z20 bei KKM Z11 * 330.000 € bei AKM***
Z30	Stromerzeugung BHKW	MWh/a	821,28	666,56	
Z31	Stromgutschrift BHKW	€/a	114.979	93.318	Z2 * Z30
Z32	Gasbezug BHKW	MWh/a	2.385,96	1.936,47	
Z33	Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	14.566	11.822	Z3 * Z4 * Z32
Z34	Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	48.313	36.473	Z19 + Z23 + Z28 - Z31 - Z33
Z35	Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	3,22	2,43	Z34 / Z15 / 10
Z36	Jahreskosten Kälteerzeugung	€/a	39.407	34.735	Z21 + Z25 + Z27 + Z29
Z37	Spez. Kältegestehungskosten	Ct/kWh	13,87	12,22	Z36 / Z16 / 10
Z38	Jahreskosten Energieerzeugung gesamt	€/a	87.719	71.208	Z34 + Z36
Z39	Spez. Energiegestehungskosten (Wärme + Kälte)	Ct/kWh	4,91	3,99	Z38 / (Z15 + Z16) / 10

* ASUE e.V. (Hrsg.): BHKW-Kennzahlen 2011, Frankfurt a.M. 2011

** IUTA e.V. (Hrsg.): Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung, Duisburg-Rheinhausen, 2002

*** Wartungskosten AKM abgeschätzt unter Annahme eines ursprünglichen Invests von 330.000 € für 600 kW Kälteleistung (nach IUTA e.V. und eigenen Erfahrungswerten)

Schritt 7: Sensitivitätsanalyse

Sensitivitätsanalyse Ist-Zustand

	k_Energie,0 Ct/kWh	Steigung m	x-Achsenabschnitt a
Sensitivität d. Wärmegegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	3,2158	-0,5467	10,8690
Sensitivität d. Wärmegegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	3,2158	0,1991	-7,7363
Sensitivität d. Kältegegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	13,8658	-0,1643	16,1656
Sensitivität d. Kältegegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	13,8658	0,2749	-1,2532
Sensitivität d. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte) bzgl. d. Stromgutschrift	4,9099	-0,4858	11,7115
Sensitivität d. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte) bzgl. d. Brennstoffkosten	4,9099	0,2112	-6,7050
	Koeff. Stromgutschrift m1	Koeff. Brennstoffpreis m2	Szenariospez. Konstante a
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Wärmegegestehungskosten	-0,5467	0,1991	-0,0831
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Kältegegestehungskosten	-0,1643	0,2749	1,0465
Koeffizienten zur Berechnung d. spez. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte)	-0,4858	0,2112	0,0966

Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration

	k_Energie,0 Ct/kWh	Steigung m	x-Achsenabschnitt a
Sensitivität d. Wärmegegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	2,4277	-0,4437	8,6391
Sensitivität d. Wärmegegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	2,4277	0,1576	-6,2381
Sensitivität d. Kältegegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	12,2219	0,2500	8,7219
Sensitivität d. Kältegegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	12,2219	0,0000	12,2219
Sensitivität d. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte) bzgl. d. Stromgutschrift	3,9857	-0,3333	8,6523
Sensitivität d. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte) bzgl. d. Brennstoffkosten	3,9857	0,1325	-3,3016
	Koeff. Stromgutschrift m1	Koeff. Brennstoffpreis m2	Szenariospez. Konstante a
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Wärmegegestehungskosten	-0,4437	0,1576	-0,0267
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Kältegegestehungskosten	0,2500	0,0000	8,7219
Koeffizienten zur Berechnung d. spez. Energiegegestehungskosten (Wärme + Kälte)	-0,3333	0,1325	1,3650

Berechnungsformel für Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten:

$$k_{\text{Energie}} = m_1 y_1 + m_2 y_2 + a$$

k_{Energie} :	spez. Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten in Ct/kWh
y_1 :	Stromgutschrift in Ct/kWh
y_2 :	Brennstoffpreis in Ct/m ³
m_1 :	Koeffizient Stromgutschrift
m_2 :	Koeffizient Brennstoffpreis
a :	Szenariospezifische Konstante

Die Koeffizienten und Konstanten in der Berechnungsformel für die Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten ergeben sich aus der Linearkombination der Geradengleichungen für die Sensitivität bzgl. der Stromgutschrift und der Brennstoffkosten.

Anhang A5 – Darstellung des Rechenwegs, Beispiel Anlage 12

Schritt 1: Zusammenstellung der Energieumsätze im Kontrollzyklus, Mittelwerte der Jahre 2008 – 2010

Monat	Wärmebedarf Liegenschaft	Strombedarf Liegenschaft	Strombezug Liegenschaft	BHKW-Wärme- bereitstellung	BHKW-Strom- bereitstellung	Gasbezug BHKW		Heizkessel Wärme- bereitstellung	Gasbezug Heizkessel		Gasbezug gesamt
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	MWh	MWh	m³	m³
Jan	1263,98	-	-	1155,97	643,23	1953	193547	108,01	127,07	12594	206141
Feb	1136,63	-	-	1063,93	571,08	1699,93	168475	72,69	85,52	8476	176950
Mrz	974,39	-	-	898,77	504,03	1431,75	141897	75,63	88,97	8818	150715
Apr	656,48	-	-	608,93	301,95	994,41	98553	47,55	55,94	5544	104097
Mai	374,41	-	-	351,13	188,53	588,43	58317	23,28	27,39	2714	61032
Jun	338,33	-	-	317,03	163,00	527,15	52244	21,30	25,05	2483	54727
Jul	278,74	-	-	235,37	133,05	393,42	38991	43,37	51,03	5057	44048
Aug	299,18	-	-	283,63	151,67	486,56	48222	15,55	18,29	1813	50035
Sep	437,74	-	-	424,20	225,38	710,81	70446	13,54	15,93	1579	72025
Okt	684,30	-	-	663,37	354,26	1085,09	107540	20,93	24,63	2441	109981
Nov	895,32	-	-	861,17	457,08	1394,16	138172	34,15	40,18	3982	142154
Dez	1343,92	-	-	1082,13	601,67	1813,66	179746	261,79	307,98	30523	210270
Summe	8683,42	-	-	7945,63	4294,93	13078,27	1296149	737,79	867,99	86024	1382173

Folgende Werte wurden aus Zählerablesungen ermittelt:

- Gesamtgasbezug der Liegenschaft (Heizkraftwerk)
- Wärmebedarf der Liegenschaft (Wärmeabsatz im Fernwärmenetz)
- Gasbezug BHKW
- Wärmebereitstellung BHKW
- Strombereitstellung BHKW
- Gasbezug Heizkessel

Die Wärmebereitstellung der Heizkessel wurde als Differenz aus der Wärmelieferung ins Netz und der BHKW-Wärmebereitstellung ermittelt. Bei der betrachteten Anlage handelt es sich um ein Heizkraftwerk, da sowohl Strom als auch Wärme in öffentliche Netze einspeist. Es lagen keine Daten zum Gesamtstrom- und -wärmebedarf der angeschlossenen Liegenschaften vor.

Schritt 2: Berechnung der Energiekennzahlen, Primärenergieeinsparung und CO₂-Emissionen im Ist-Zustand

CO ₂ -Äquivalent Erdgas	251,75 g/kWh	
Referenzwirkungsgrad elektrisch	0,4681	Stromerzeugung aus Erdgas nach 2004/8/EG, Inbetriebnahmejahr 1990, 100 % Stromeinspeisung (Referenzwirkungsgrad 0,5000, Korrektur Klima +0,006, Korrektur Niederspannungseinspeisung 0,925)
Referenzwirkungsgrad thermisch	0,9000	Wärmebereitstellung aus Erdgas nach 2004/8/EG

Energiekennzahlen BHKW

Primärenergieeinsparung 2004/8/EG, CO₂-Allokation Finnische Methode

eta_el BHKW	eta_th BHKW	Verluste BHKW	eta_ges BHKW	sigma BHKW arbeitsbez.	Vbh elektrisch h	Vbh thermisch h	Deckung Strombedarf	Deckung Wärmebedarf	PEE	CO ₂ Emissionen BHKW t	ABr_el	ABr_th	m_CO ₂ _el t	m_CO ₂ _th t	eps_CO ₂ _el g/kWh	eps_CO ₂ _th g/kWh	PEE abs MWh
0,329	0,592	0,079	0,921	0,85	715	729	-	-	0,2655	491,64	0,5169	0,4831	254	238	395	205	706
0,336	0,626	0,038	0,962	0,85	635	671	-	-	0,2924	427,96	0,5079	0,4921	217	211	381	198	702
0,352	0,628	0,020	0,980	0,85	560	567	-	-	0,3102	360,44	0,5189	0,4811	187	173	371	193	644
0,304	0,612	0,084	0,916	0,85	336	384	-	-	0,2476	250,34	0,4881	0,5119	122	128	405	210	327
0,320	0,597	0,083	0,917	0,85	209	221	-	-	0,2579	148,14	0,5080	0,4920	75	73	399	208	205
0,309	0,601	0,089	0,911	0,85	181	200	-	-	0,2475	132,71	0,4971	0,5029	66	67	405	210	173
0,338	0,598	0,064	0,936	0,85	148	148	-	-	0,2791	99,04	0,5208	0,4792	52	47	388	202	152
0,312	0,583	0,105	0,895	0,85	169	179	-	-	0,2388	122,49	0,5070	0,4930	62	60	409	213	153
0,317	0,597	0,086	0,914	0,85	250	267	-	-	0,2540	178,95	0,5054	0,4946	90	89	401	209	242
0,326	0,611	0,062	0,938	0,85	394	418	-	-	0,2737	273,17	0,5066	0,4934	138	135	391	203	409
0,328	0,618	0,054	0,946	0,85	508	543	-	-	0,2789	350,98	0,5051	0,4949	177	174	388	202	539
0,332	0,597	0,072	0,928	0,85	669	682	-	-	0,2710	456,59	0,5167	0,4833	236	221	392	204	674
0,328	0,608	0,064	0,936	0,85	4772	5010	-	-	0,2736	3292,45	0,5097	0,4903	1678	1614	391	203	4926

Die Angabe der Werte „Deckung Wärmebedarf“ und „Deckung Strombedarf“ ist im vorliegenden Fall nicht sinnvoll, da es sich um ein Heizkraftwerk handelt, das Strom und Wärme jeweils in öffentliche Netze einspeist und die Bedarfswerte der angeschlossenen Liegenschaften im Rahmen des Projekts nicht ermittelt wurden.

Zu den Berechnungsgrundlagen für die Wirkungs- und Nutzungsgrade siehe Kapitel 3.2.1, zu den Berechnungsgrundlagen für die Primärenergieeinsparung und CO₂-Allokation siehe Kapitel 3.2.2 und 3.2.3.

Schritt 3: Ermittlung der Energieumsätze für die Modellkonfiguration

P_el BHKW	1413 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
P_th BHKW	1490 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
P_FWL BHKW	3440 kW	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers
eta_el BHKW	0,41	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers m. Abschlag 1 %
eta_th BHKW	0,43	Datenblattangaben d. BHKW-Herstellers m. Abschlag 1,5 %
eta_gesamt BHKW	0,84	
eta_th Kessel	0,85	Annahme
Verfügbarkeit BHKW	0,95	

Monat	Wärmebedarf	Strombedarf	Strombezug	BHKW-Wärme	BHKW-Strom	BHKW-Gas		Heizkessel Wärme	Heizkessel Gas		Gasbezug ges
	Liegenschaft	Liegenschaft	Liegenschaft			MWh	m³		MWh	m³	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh			MWh	MWh		m³
Jan	1263,98	-	-	1033,34	979,92	2385,46	236416	230,64	271,34	26891	263308
Feb	1136,63	-	-	1033,34	979,92	2385,46	236416	103,28	121,51	12042	248459
Mrz	974,39	-	-	925,67	877,81	2136,91	211783	48,72	57,32	5681	217463
Apr	656,48	-	-	623,66	591,41	1439,70	142685	32,82	38,62	3827	146512
Mai	374,41	-	-	355,69	337,30	821,11	81378	18,72	22,02	2183	83561
Jun	338,33	-	-	321,41	304,79	741,98	73535	16,92	19,90	1972	75508
Jul	278,74	-	-	264,80	251,11	611,30	60584	13,94	16,40	1625	62209
Aug	299,18	-	-	284,22	269,53	656,13	65027	14,96	17,60	1744	66771
Sep	437,74	-	-	415,86	394,35	960,00	95143	21,89	25,75	2552	97695
Okt	684,30	-	-	650,08	616,47	1500,71	148731	34,21	40,25	3989	152721
Nov	895,32	-	-	850,55	806,58	1963,49	194596	44,77	52,67	5220	199816
Dez	1343,92	-	-	1033,34	979,92	2385,46	236416	310,58	365,38	36212	272629
Summe	8683,42	-	-	7791,98	7389,11	17987,72	1782712	891,44	1048,75	103939	1886651

Schritt 4: Berechnung der Energiekennzahlen, Primärenergieeinsparung und CO₂-Emissionen für die Modellkonfiguration

CO₂-Äquivalent Erdgas
Referenzwirkungsgrad elektrisch
Referenzwirkungsgrad thermisch

251,75 g/kWh
0,4681
0,9000

Stromerzeugung aus Erdgas nach 2004/8/EG, Inbetriebnahmejahr 1990, 100 % Stromeinspeisung (Referenzwirkungsgrad 0,5000, Korrektur Klima +0,006, Korrektur Niederspannungseinspeisung 0,925)
Wärmebereitstellung aus Erdgas nach 2004/8/EG

Energiekennzahlen BHKW									Primärenergieeinsparung 2004/8/EG, CO ₂ -Allokation Finnische Methode								
eta_el BHKW	eta_th BHKW	Verluste BHKW	eta_ges BHKW	sigma BHKW arbeitsbez.	Vbh elektrisch h	Vbh thermisch h	Deckung Strombedarf	Deckung Wärmebedarf	PEE	CO ₂ Emissionen BHKW t	ABr_el	ABr_th	m_CO ₂ _el t	m_CO ₂ _th t	eps_CO ₂ _el g/kWh	eps_CO ₂ _th g/kWh	PEE abs MWh
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	694	687	-	-	0,2641	600,54	0,6458	0,3542	388	213	396	206	856
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	694	687	-	-	0,2641	600,54	0,6458	0,3542	388	213	396	206	856
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	621	615	-	-	0,2641	537,97	0,6458	0,3542	347	191	396	206	767
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	419	414	-	-	0,2641	362,45	0,6458	0,3542	234	128	396	206	517
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	239	236	-	-	0,2641	206,72	0,6458	0,3542	134	73	396	206	295
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	216	214	-	-	0,2641	186,79	0,6458	0,3542	121	66	396	206	266
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	178	176	-	-	0,2641	153,89	0,6458	0,3542	99	55	396	206	219
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	191	189	-	-	0,2641	165,18	0,6458	0,3542	107	59	396	206	236
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	279	276	-	-	0,2641	241,68	0,6458	0,3542	156	86	396	206	345
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	436	432	-	-	0,2641	377,80	0,6458	0,3542	244	134	396	206	539
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	571	565	-	-	0,2641	494,31	0,6458	0,3542	319	175	396	206	705
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	694	687	-	-	0,2641	600,54	0,6458	0,3542	388	213	396	206	856
0,411	0,433	0,156	0,844	0,85	5229	5177	-	-	0,2641	4528,41	0,6458	0,3542	2925	1604	396	206	6457

Zu den Berechnungsgrundlagen für die Wirkungs- und Nutzungsgrade siehe Kapitel 3.2.1, zu den Berechnungsgrundlagen für die Primärenergieeinsparung und CO₂-Allokation siehe Kapitel 3.2.2 und 3.2.3.

Schritt 5: Berechnung der geordneten Jahresdauerlinie des thermischen Leistungsbedarfs

Berechnung der thermischen Jahresdauerlinie Ist-Zustand

Monat	Wärmebedarf kWh	Mittl. therm. Leistungsbedarf
		kW
Jan	1263980	1731
Feb	1136625	1557
Mrz	974393	1335
Apr	656480	899
Mai	374414	513
Jun	338329	463
Jul	278741	382
Aug	299182	410
Sep	437742	600
Okt	684300	937
Nov	895318	1226
Dez	1343920	1841
Summe	8683423	991

mittl. therm. Leistungsbedarf berechnet
unter Annahme von durchschnittlich 730 h pro Monat

Jahresstunden geordnet	Mittl. therm. Leistungsbedarf	Abschätzung des therm. Spitzenleistungsbedarfs: 8.683.423 kWh / 2.000 Vbh = 4.342 kW
h	kW	
0	4342	
125	2025	interpoliert
200	1905	interpoliert
365	1841	
1095	1557	
1825	1557	
2555	1335	
3285	1226	
4015	937	
4745	899	
5475	600	
6205	513	
6935	463	
7665	410	
8395	382	
8520	286	interpoliert
8645	191	interpoliert
8760	0	

Berechnung der thermischen Jahresdauerlinie Modellkonfiguration

Monat	Wärmebedarf kWh	Mittl. therm. Leistungsbedarf
		kW
Jan	1263980	1731
Feb	1136625	1557
Mrz	974393	1335
Apr	656480	899
Mai	374414	513
Jun	338329	463
Jul	278741	382
Aug	299182	410
Sep	437742	600
Okt	684300	937
Nov	895318	1226
Dez	1343920	1841
Summe	8683423	991

mittl. therm. Leistungsbedarf berechnet
unter Annahme von durchschnittlich 730 h pro Monat

Jahresstunden geordnet	Mittl. therm. Leistungsbedarf	Abschätzung des therm. Spitzenleistungsbedarfs: 8.683.423 kWh / 2.000 Vbh = 4.342 kW
h	kW	
0	4342	
125	2025	interpoliert
200	1905	interpoliert
365	1841	
1095	1557	
1825	1557	
2555	1335	
3285	1226	
4015	937	
4745	899	
5475	600	
6205	513	
6935	463	
7665	410	
8395	382	
8520	286	interpoliert
8645	191	interpoliert
8760	0	

Die thermischen Jahresdauerlinien von Ist-Zustand und Modellkonfiguration sind in diesem Fall identisch, da sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz durch die Modellkonfiguration nicht verändert.

Schritt 6: Vollkostenrechnung zur Ermittlung der spezifischen Energiegestehungskosten

Z1	Gaspreis	0,55	€/m³	Annahme, vgl. Kapitel 3.3
Z2	Stromgutschrift Einspeisung EEX	50	€/MWh	"Baseload"-Preis, vgl. Kapitel 3.3
Z3	KWK-Zuschlag bis 50 kW	51,1	€/MWh	nach KWK-G 2002, bis 30000 Bh, vgl. Kapitel 4.1.1
Z4	KWK-Zuschlag bis 2000 kW	21,0	€/MWh	nach KWK-G 2002, bis 30000 Bh, vgl. Kapitel 4.1.1
Z5	Rückerstattung Energiesteuer	5,5	€/MWh_Hs	Steuersatz Erdgas nach EnergieStG, vgl. Kapitel 4.1.5
Z6	Umrechnung Heizwert - Brennwert	1,11		
Z7	Annuitätenfaktor	0,12329		Abschreibung 10 Jahre, 4% kalk. Zins, vgl. Kapitel 3.3
Z8	Spez. Investitionskosten BHKW Modellkonfiguration	329	€/kW	Kostenformel ASUE*: 1004,8*Pel ^{-0,313} €/kW
Z9	Aufschlag f. Einbindungskosten 15 %	1,15		eigene Erfahrungswerte
Z10	Aufschlag f. Planungskosten 10 %	1,10		eigene Erfahrungswerte
Z11	Wartungskosten BHKW Ist-Zustand	9,69	€/MWh	Kostenformel ASUE*: 2,8046*Pel ^{-0,174} Ct/kWh
Z12	Wartungskosten BHKW Modellkonfiguration	7,94	€/kMWh	Kostenformel ASUE*: 2,8046*Pel ^{-0,174} Ct/kWh
Z13	Spez. Kosten Generalüberholung BHKW Ist-Zustand	148	€/kW	Kostenformel ASUE*: 1004,8*Pel ^{-0,313} €/kW
Z14	Spez. Kosten Generalüberholung BHKW Modellkonfiguration	104	€/kW	Kostenformel ASUE*: 1004,8*Pel ^{-0,313} €/kW

		Variante 1 Ist-Zustand Bestandsanlage	Variante 2 Modellkonfiguration Neuanlage	Berechnung
Z15	Wärmebedarf gesamt	MWh/a	8.683,42	8.683,42
Z16	Nutzwärmebedarf	MWh/a	8.683,42	8.683,42
Z17	Invest Wärmeerzeugung	€	0	Ist-Zustand: = 0 Modellkonfig: 1413 kW * Z8 * Z9 * Z10
Z18	Kosten Generalüberholung	€	133.619	Ist-Zustand: Z13 * 900 kW Modellkonfig: Z14 * 1413 kW
Z19	Kapitalkosten Wärmeerzeugung	€/a	16.474	Z7 * (Z17 + Z18)
Z20	Gasbezug	m³/a	1.382.173	
Z21	Brennstoffkosten	€/a	760.195	1.037.658 Z1 * Z20
Z22	Wartung + Instandhaltung BHKW	€/MWh	9,69	Ist-Zustand: = Z11 Modellkonfig: = Z12
Z23		€/a	41.607	Z22 * Z24
Z24	Stromerzeugung BHKW	MWh/a	4.294,93	
Z25	Stromgutschrift BHKW	€/a	214.747	Z2 * Z24
Z26	KWK-Zuschlag	€/a	0	= Z 36
Z27	Gasbezug BHKW	MWh/a	13.078,27	
Z28	Energiesteuerrückerstattung BHKW	€/a	79.843	109.815 Z27 * Z6 * Z5
Z29	Jahreskosten Wärmeerzeugung	€/a	523.687	614.194 Z19 + Z21 + Z23 - Z25 - Z26 - Z28
Z30	Spez. Wärmegestehungskosten	Ct/kWh	6,03	7,07 Z29 / Z16 / 10
Berechnung des Zuschlags nach KWK-G 2002 für die Modellkonfiguration				
Z31	Vollbenutzungsstunden pro Jahr	h/a	5.229	Z24 / 1413 kW
Z32	Summe Vollbenutzungsstunden im Betrachtungszeitraum (10 Jahre)	h/10a	52.294	Z31 * 10
Z33	Anteil Stunden im Betrachtungszeitraum für den KWK-Zuschlag gewährt wird (30.000 h)		0,5737	30000 / Z32
Z34	KWK-Zuschlag bis 50 kW	€/a	7.665	0,05 * Z31 * Z3 * Z33
Z35	KWK-Zuschlag bis 2000 kW	€/a	85.869	(Z24 - 0,05 * Z31) * Z4 * Z33
Z36	Summe KWK-Zuschlag	€/a	93.534	Z34 + Z35

* ASUE e.V. (Hrsg.): BHKW-Kennndaten 2011, Frankfurt a.M., 2011

Schritt 7: Sensitivitätsanalyse

Sensitivitätsanalyse Ist-Zustand

	k_Energie,0 Ct/kWh	Steigung m	x-Achsenabschnitt a
Sensitivität d. Wärmegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	6,0309	-0,4946	8,5039
Sensitivität d. Wärmegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	6,0309	0,1592	-2,7237
	Koeff. Stromgutschrift m1	Koeff. Brennstoffpreis m2	Szenariospez. Konstante a
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Wärmegestehungskosten	-0,4946	0,1592	-0,2506

Sensitivitätsanalyse Modellkonfiguration

	k_Energie,0 Ct/kWh	Steigung m	x-Achsenabschnitt a
Sensitivität d. Wärmegestehungskosten bzgl. d. Stromgutschrift	7,0732	-0,8509	11,3279
Sensitivität d. Wärmegestehungskosten bzgl. d. Brennstoffkosten	7,0732	0,2173	-4,8767
	Koeff. Stromgutschrift m1	Koeff. Brennstoffpreis m2	Szenariospez. Konstante a
Koeffizienten zur Berechnung der spez. Wärmegestehungskosten	-0,8509	0,2173	-0,6220

Berechnungsformel für Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten:

$$k_{\text{Energie}} = m_1 y_1 + m_2 y_2 + a$$

k_{Energie} :	spez. Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten in Ct/kWh
y_1 :	Stromgutschrift in Ct/kWh
y_2 :	Brennstoffpreis in Ct/m ³
m_1 :	Koeffizient Stromgutschrift
m_2 :	Koeffizient Brennstoffpreis
a :	Szenariospezifische Konstante

Die Koeffizienten und Konstanten in der Berechnungsformel für die Wärme-/Kälte-/Energiegestehungskosten ergeben sich aus der Linearkombination der Geradengleichungen für die Sensitivität bzgl. der Stromgutschrift und der Brennstoffkosten.

Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen

Ergänzung zum Endbericht

Gefördert aus Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau, ein Forschungsprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

Projektlaufzeit 12/2009 – 11/2011
Aktenzeichen SF-10.08.18.7-09.36

Projektleiter Prof. Dr.-Ing. Markus Brautsch
Bearbeiter Raphael Lechner, M.Sc.

Die Verantwortung für die Inhalte des Berichts liegt bei den Autoren

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Hochschule Amberg – Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23
92224 Amberg
Tel: ++49 9621 / 482 -3921
Fax: ++49 9621 / 482-4921
www.ifeam.de

Amberg, August 2012

Im Endbericht zum Projekt *Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen* wurde in Kapitel 4.1.1 das *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz) vom 19.03.2002 in der Fassung vom 28.07.2011 vorgestellt (KWKG 2002). Alle Berechnungen im Projekt beziehen sich auf diese Fassung des KWKG.

Nach Redaktionsschluss für den Endbericht wurde vom Bundesrat die vom Bundestag beschlossene Novellierung Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz durch das *Gesetz zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes* gebilligt. Die Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt findet voraussichtlich im Sommer 2012 statt.

Die KWKG Novelle 2012 sieht Verbesserungen bei der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung vor, u. a. durch höhere KWK-Zuschläge und die Einführung einer neuen Leistungsklasse 50 kW_{el} bis 250 kW_{el} für die Zuschlagszahlungen. Diese Verbesserungen können bei den in Projekt betrachteten Modellkonfigurationen mit Erdgas-Blockheizkraftwerken zu einer Erhöhung der anzusetzenden Stromgutschrift für selbst genutzten oder eingespeisten Strom führen. Im Einzelnen betrifft dies folgende Modellkonfigurationen:

- Brennstoffzellen-BHKW am Beispiel der Anlage 8

In dieser Modellkonfiguration wurde die bestehende Brennstoffzelle mit einem Verbrennungsmotor-BHKW gleicher thermischer Leistung verglichen, um energetische und wirtschaftliche Vor- und Nachteile der Brennstoffzellentechnologie gegenüber der konventionellen BHKW-Technologie herauszuarbeiten.

- Erweiterung der BHKW-Anlage am Beispiel der Anlage 10

Bei Anlage 10 handelt es sich um ein Erdgas-BHKW-Modul mit 50 kW elektrischer Leistung. Thermisch ist die Anlage unterdimensioniert, d. h. es könnte ein weiteres Modul mit etwa der gleichen Leistung ergänzt werden. Nach den aktuellen Konditionen des KWKG, die besonders Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW bevorzugen, kann die Erweiterung um ein zweites baugleiches Modul wirtschaftlich vorteilhaft sein und wurde daher im Rahmen der Modellkonfiguration geprüft.

- Modernisierung bzw. Ersatzinvestition am Beispiel der BHKW-Anlagen 5 und 12

Bei Anlage 5 und 12 handelt es sich in beiden Fällen um Erdgas-BHKW-Systeme, die zu Beginn der 1990er Jahre in Betrieb genommen wurden und nun das Ende

ihrer Lebensdauer erreicht haben. Anlage 5 speist in ein Werksnetz ein (Stromeigennutzung), während Anlage 12 in ein öffentliches Stromnetz einspeist. In den Modellkonfigurationen wurde für beide Fälle untersucht ob eine Ersatzinvestition sinnvoll ist, oder ob sich ggf. ein Weiterbetrieb der alten Anlagen nach einer Generalüberholung lohnt.

In Tabelle 2 sind für diese Anlagen die spezifischen Wärmegestehungskosten für den Ist-Zustand und die Modellkonfiguration unter Berücksichtigung der Zuschläge nach KWKG 2002 und KWKG 2012 dargestellt. Aufgrund der höheren Zuschläge nach KWKG 2012 sinken hier die spezifischen Wärmegestehungskosten für die Modellkonfigurationen. In der Sensitivitätsanalyse bedeutet dies einen Offset nach unten, wie in der Abbildung beispielhaft dargestellt. Insgesamt sind die Auswirkungen auf die betrachteten Modellkonfigurationen aber eher gering und die grundlegende Tendenz wird in keinem der betrachteten Fälle verändert.

Tabelle 1: Neue Zuschläge nach dem KWKG 2012

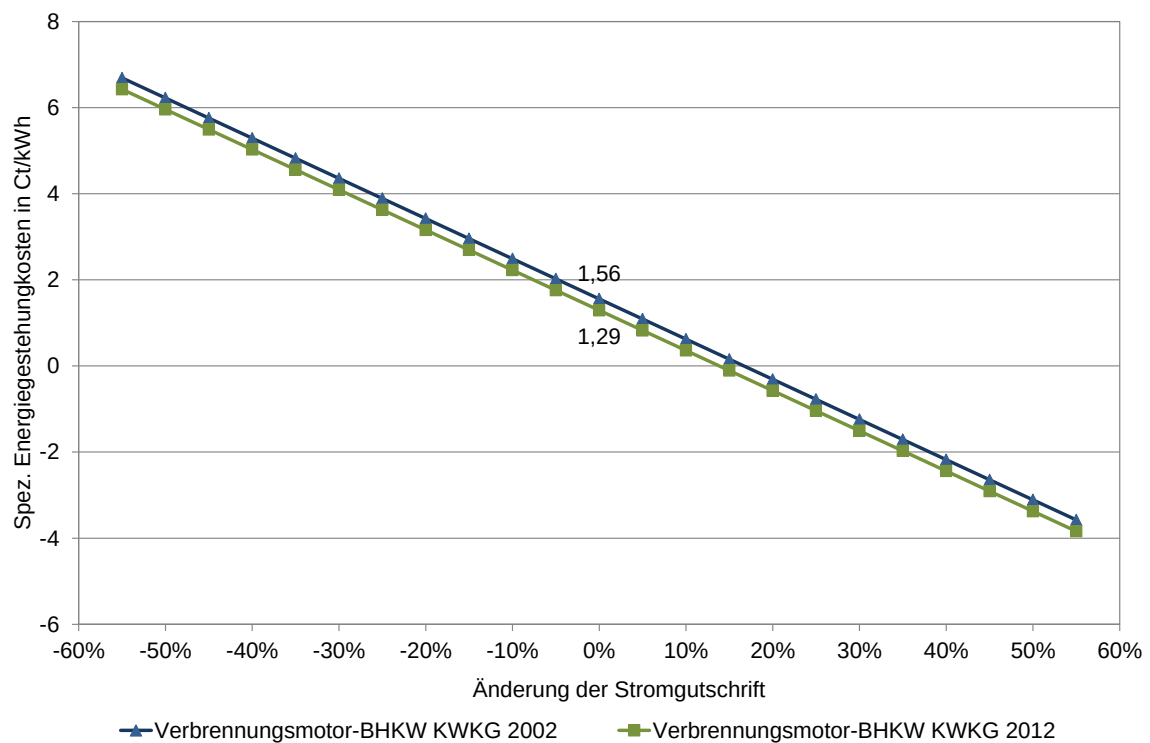
	< 50 kW _{el}	> 50 kW _{el} < 250 kW _{el}	> 250 kW _{el} < 2000 kW _{el}	> 2000 kW _{el}	Anspruchszeitraum / Vollbenutzungsstunden
Kleine KWK-Anlagen < 50 kW	5,41	-	-	-	10 a oder 30.000 Vbh
Kleine KWK-Anlagen > 50 kW	5,41	4,00	2,40	-	30.000 Vbh
Hocheffiziente Neuanlagen	5,41	4,00	2,40	1,80	30.000 Vbh
Modernisierte hoch- effiziente KWK- Anlagen < 50 kW	5,41	-	-	-	5 a oder 15.000 Vbh 10 a oder 30.000 Vbh ¹
Modernisierte hoch- effiziente KWK- Anlagen > 50 kW	5,41	4,00	2,40	1,80	15.000 Vbh ² 30.000 Vbh ¹

¹ wenn die Kosten der Erneuerung min. 50 % der Kosten für die Neuerrichtung der KWK-Anlage betragen

² wenn die Kosten der Erneuerung min. 25 % der Kosten für die Neuerrichtung der KWK-Anlage betragen

Tabelle 2: Spezifische Wärmegegestehungskosten für die betroffenen Anlagen nach KWKG 2002 und KWKG 2012

Modellkonfiguration	Wärmegegestehungs- kosten Ist-Zustand Ct/kWh	Wärmegegestehungs- kosten KWKG 2002 Ct/kWh	Wärmegegestehungs- kosten KWKG 2012 Ct/kWh
Brennstoffzellen-BHKW	3,14 ¹⁾	1,56	1,29
BHKW-Erweiterung	4,46	3,18	3,13
Ersatzinvestition Beispiel 1	4,56	2,75	2,69
Ersatzinvestition Beispiel 2	6,03	7,07	6,94
¹⁾ Brennstoffzelle mit NOW-Förderung			

**Abbildung: Beispiel Sensitivitätsanalyse BHKW KWKG 2002 und KWKG 2012 im Vergleich**